

IMPACTO DE LA RESPUESTA EN DEMANDA EN EL CÁLCULO DE LOS CARGOS POR USO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

VICTOR RAMIRO RAMIREZ CORREDOR
COD: 1088237824

YAIRSON PEREA MOSQUERA
COD: 1076818252

DIRECTOR

Ph.D. HAROLD SALAZAR I.

CODIRECTOR

Ing. GEOVANNY MARULANDA GARCÍA

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERÍAS: ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, FÍSICA Y
CIENCIAS DE LA COMPUTACIÓN
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2103

Índice general

Índice general

Índice de figuras

Índice de tablas

	Pág.
Introducción	10
1. Generalidades de Respuesta en Demanda	12
1.1. Respuesta en Demanda	12
1.2. Programas de Respuesta en Demanda	13
1.2.1. Programas Basados en Incentivos (PBI)	14
1.2.2. Programas Basados en el Precio (PBP)	15
1.3. Beneficios de los Programas de Respuesta en Demanda	16
1.4. Costos relacionados con los Programas de Respuesta en Demanda	17
1.5. Medición de los Programas de Respuesta en Demanda	17
1.6. Estrategias de control de carga	18
1.7. Antecedentes o Estado del Arte de Implementación Programas de RD	19
1.7.1. Respuesta en demanda en clientes domésticos. Experiencias de un estudio piloto en noruega	19
1.7.2. Análisis a nivel de distribución residencial de respuesta en demanda	21
1.7.3. Otras experiencias	23
1.8. Consideraciones finales	23
2. Generalidades del sistema eléctrico colombiano, características de la demanda y pérdidas en el sistema de distribución	25

2.1.	Generalidades del sistema eléctrico colombiano	25
2.1.1.	Sistema de Transmisión Nacional (STN)	26
2.1.2.	Sistema de transmisión regional (STR)	27
2.1.3.	Sistema de distribución local (SDL)	27
2.2.	Característica de la demanda	27
2.2.1.	Demanda	27
2.2.2.	Curva de carga	29
2.3.	Pérdidas en el sistema de distribución	30
3.	Mercado eléctrico colombiano y su fórmula tarifaria para los usuarios regulados	32
3.1.	Fórmula tarifaria general del costo de prestación del servicio a usuarios regulados en el sistema interconectado nacional	33
3.1.1.	Componente fijo del costo unitario de prestación del servicio	35
3.1.2.	Componente variable del costo unitario de prestación de servicio	35
3.1.3	Costo de compra de energía	35
3.1.4.	Costo por uso del sistema de transmisión nacional	36
3.1.5.	Cargo por uso de los sistemas de transmisión regional (STR) y sistema de distribución local (SDL)	37
3.1.6.	Costos de comercialización	39
3.1.6.1.	Costos de comercialización variable	39
3.1.6.2.	Costos de comercialización fija	39
3.1.7.	Costos por prestación y servicios asociados con generación	39
3.1.8.	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía	40
3.2.	Asignación de pérdidas entre comercializadores	41

4.	Cargos por uso del sistema de transmisión regional (STR) y sistema de distribución local (SDL)	42
4.1.	Cálculo de los cargos máximos para los niveles de tensión 3 y 2 sin respuesta en demanda	42
4.2.	Cálculo de los cargos máximos para los niveles de tensión 3 y 2 con respuesta en demanda	44
4.3.	Energía Útil	46
4.4.	Balances por Operador de Red y Energías Útiles	47
4.5.	Pérdidas reconocidas por nivel de tensión	48
5.	Resultados y análisis de resultados	49
6	Conclusiones y trabajos futuros	56
	Anexos	58
	Bibliografías	70

Índice de figuras

	Pág.
Figura 1.1. Programas Basados en Incentivos (PBI)	15
Figura 1.2. Programas Basados en el Precio (PBP)	16
Figura 1.3. Elasticidad de precio alrededor de un punto dado	18
Figura 1.4. Botón información del cliente	20
Figura 2.1. Oferta de electricidad en Colombia	26
Figura 2.2. Curva típica de carga	29
Figura 4.1. Tipología de un sistema radial de distribución	48
Figura 5.1. Curva de carga del sistema de 7 nodos con y sin RD	50
Figura 5.2. Curva de carga del sistema de 33 nodos con y sin RD	52
Figura A.1 Diagrama unifilar del sistema de prueba de 7 nodos	59
Figura A.2 Algoritmo del método de barrido iterativo	66
Figura A.2.1 Ejemplo de una red radial de 4 nodos	67

Índice de tablas

	Pág.
Tabla 2.1. Oferta de electricidad en Colombia	26
Tabla 2.2. Consumo en el sector eléctrico colombiano	27
Tabla 2.3. Comportamiento de la demanda anual durante 2008-2012	28
Tabla 2.4. Electrodomésticos básicos y su demanda	28
Tabla 2.5. Evolución índice de pérdidas	30
Tabla 5.1. Pérdidas totales del sistema de 7 nodos sin y con RD	50
Tabla 5.2. Energías útiles del sistema de 7 nodos sin y con RD	51
Tabla 5.3. Pérdidas totales del sistema de 33 nodos sin y con RD	53
Tabla 5.4. Energías útiles del sistema de 33 nodos sin y con RD	54
Tabla A1.1. Factor de escala sin y con RD	58
Tabla A1.2. Parámetros de las líneas sistema de 7 nodos	59
Tabla A1.3. Parámetros en los nodos sistema de 7 nodos	60
Tabla A1.4. Parámetros de las líneas sistema de 33 nodos	60
Tabla A1.5. Parámetros en los nodos sistema de 33 nodos	61
Tabla A2.1. Parámetros de las líneas del sistema de aplicación	67
Tabla A2.2. Parámetros de los nodos del sistema de aplicación	67
Tabla A2.3. Corriente demandas en los nodos	68
Tabla A2.4. Flujo de corriente por las líneas	68
Tabla A2.5. Tensiones actualizadas	68
Tabla A2.6. Pérdidas por los conductores	68

DEDICADO

A Dios gracias por haberme permitido cumplir una de mis metas. También le doy gracias a mi padre Juan Antonino Perea, a mi Madre Luz Dary Mosquera quienes me brindaron la oportunidad de cumplir uno de mis sueños.

A mis hermanos, amigos y profesores les agradezco de todo corazón por haberme acompañado en este proceso académico.

Yairson

DEDICADO

A Dios y mi familia, quienes han sido un sustento vital, en el desarrollo personal, ético y profesional. En especial a Sirley Corredor Ramírez, persona que me ha inculcado valores como la responsabilidad, honradez y dignidad, enseñándome siempre el amor por mi profesión. A ella principalmente dedico este trabajo.

A Tatiana Ramírez Corredor, quien ha sido la persona que ha alegrado durante más de 6 años mi vida, donde siempre he podido encontrar desde la sonrisa sincera de una niña una razón para creer, para luchar y soñar.

Víctor

AGRADECIMIENTOS

Al ingeniero Geovanny Marulanda, por habernos dado la oportunidad de desarrollar este trabajo y brindarnos su acompañamiento constante durante el transcurso del mismo.

Autores

Introducción

Actualmente se busca por parte de las empresas distribuidoras del servicio de energía eléctrica alternativas que permitan una mejor distribución de la demanda de energía y un consumo energético más racional por parte de los usuarios finales, especialmente en horas de demanda pico. En estas horas la operación del sistema es más costosa y se presenta un aumento considerable en las pérdidas técnicas de energía.

Una participación activa de la demanda en el mercado eléctrico, podría presentar una disminución considerable en las pérdidas. Una manera de aumentar la participación de la demanda en el mercado eléctrico es a través de los programas de respuesta en demanda (RD), estos permiten a los usuarios tener conocimiento previo de los precios de la energía eléctrica para determinados intervalos de tiempo, con el fin de que éste pueda modificar sus hábitos de consumo y así participar activamente en la formación de los precios del mercado.

Los programas de RD buscan cambiar los patrones de consumo normales en los usuarios finales, en respuesta a variaciones en los precios de la energía, teniendo como objetivo principal lograr un cambio en el consumo de electricidad, específicamente, a través del traslado de carga de horas pico a horas de bajo consumo. Estos programas tienden a mejorar la eficiencia energética en el sistema de potencia permitiendo la reducción de pérdidas técnicas, esto como resultado de acciones de RD, por parte de los usuarios finales.

En la actualidad diferentes países han implementado programas de RD. Por ejemplo, en Noruega se realizó un estudio piloto con clientes residenciales, el cual buscaba adaptar la demanda de los clientes a situaciones normales del mercado eléctrico. Por otro lado, en Estados Unidos se han implementado programas como Good Cents Select de Florida en el cual se implementaron dispositivos de control automático de carga y el programa Pricing de Georgia Power, el cual ofrecía pagos por reducción de carga, entre otros. Por su parte, la Unión Europea (UE), ha establecido objetivos como el 20-20-20, en el que se destaca el soporte a las tecnologías que permitan eficiencia energética, gestión de la demanda y el crecimiento de participación de los clientes en los mercados de energía.

Teniendo en cuenta las buenas experiencias obtenidas en otros países no es de extrañar que se piense en implementar este tipo de programas en el mercado colombiano. Por tal motivo, resulta de especial interés estudiar las consecuencias de implementar programas de respuesta en demanda en el sistema eléctrico, con énfasis en la demanda regulada, debido a que esta presenta un considerable aumento en sus proyecciones anuales, por lo que es necesario implementar estrategias de reducción de pérdidas de energía en el abastecimiento en este tipo de demanda.

Todo esto plantea interrogantes con respecto al efecto de la implementación de programas de RD bajo el actual marco regulatorio colombiano. Por ejemplo ¿cómo afecta la RD la tarifa de energía eléctrica?, ¿qué tanto puede aportar un programa de respuesta en demanda en la reducción de pérdidas técnicas?. Para dar solución a estos interrogantes este proyecto se centra en el estudio de los beneficios tarifarios que podrían lograrse a través de la reducción de pérdidas técnicas en los sistemas de distribución, donde esta reducción se consigue a través de la implementación de programas de RD, es decir, se busca medir el impacto en la implementación de estos programas en la fórmula tarifaria vigente.

Por último se analizan los cargos por uso del sistema de distribución, el cual es un parámetro perteneciente a la fórmula tarifaria general vigente. En este, se obtiene un mayor impacto, debido a que presenta una mayor sensibilidad con respecto a la disminución de pérdidas técnicas en el sistema de distribución. Para calcular la disminución de pérdidas técnicas presentes en los sistemas de distribución debido a la implementación de RD, estas pérdidas se calculan considerando todas las cargas residenciales, obteniéndose resultados a partir del método de barrido iterativo, herramienta que permite la solución a problemas de flujo de carga a niveles de distribución de energía.

Los resultados de este proyecto reflejan una importante reducción de pérdidas en los sistemas de distribución, todo esto a partir de una participación activa de los usuarios residenciales en los programas de RD.

Este trabajo se encuentra ordenado como sigue:

En el capítulo 1 se muestran las generalidades de Respuesta en Demanda, esto es, distintos programas de RD, se incluyen los costos relacionados con los programas de RD, beneficios, mediciones del éxito de los programas, estrategias de control y algunos estudios y experiencias. En el capítulo 2 se muestran las generalidades del sistema eléctrico colombiano, haciendo especial énfasis en el comportamiento de la demanda. Adicionalmente, en este capítulo también se presenta una descripción general de las características de la demanda y de las pérdidas para algunas empresas de distribución colombianas.

En el capítulo 3 se muestra la expresión de la fórmula tarifaria general establecida por la resolución CREG 119 de 2007 y se explica cada uno de los parámetros que la conforman, mientras que, en el capítulo 4 se detalla la metodología empleada para el cálculo del impacto de los programas de RD en el cálculo de los cargos máximos por uso del sistema de distribución, la cual hace parte de la fórmula tarifaria general y se presenta como el centro de estudio del presente trabajo.

En el capítulo 5 se muestran los resultados con su respectivo análisis, y finalmente en capítulo 6 se muestran las principales conclusiones obtenidas durante la realización del trabajo y se proponen algunos trabajos futuros alrededor de ésta temática.

Capítulo 1

Generalidades de Respuesta en Demanda

Introducción

En la actualidad los sistemas eléctricos enfrentan grandes demandas de electricidad durante cortos periodos de tiempo. En estos periodos la operación del sistema es más costosa y se presenta un aumento considerable en las pérdidas de energía, lo cual genera la necesidad de buscar alternativas que permitan una mejor distribución de la demanda de energía y un consumo más racional. Entre las alternativas para lograr estos objetivos se encuentra aumentar la participación de la demanda en el mercado de la electricidad a través de la disminución o traslado del consumo típico en periodos pico hacia periodos de bajo consumo [1].

Entre los mecanismos de participación de la demanda en el mercado eléctrico se mencionan principalmente el control remoto de carga por parte de las entidades prestadoras del servicio hasta los usuarios finales, y la susceptibilidad de la demanda frente a la variación en el precio de la energía. A través de estas alternativas, se han establecido estrategias eficaces de participación en el lado de la demanda por lo que se recomiendan varias líneas de trabajo entre las que se destacan, la profundización en los procesos de liberalización de mercado, entregar señales de precio al consumidor, el establecimiento de mecanismos que aseguren que estos precios reflejan los costos reales y la promoción del ahorro energético [2].

Un claro ejemplo de la importancia de la participación de la demanda en el mercado eléctrico tuvo lugar en California en la crisis de junio de 2000, donde se presentaron apagones debido a una escasez de 300 MW en un sistema de 50000 MW, por lo que una pequeña reducción en la demanda o traslado de carga hubiera evitado estos apagones [1].

Por lo anterior se considera importante la participación activa de la demanda en el mercado eléctrico; adicionalmente resulta necesario indagar y explorar tópicos relacionados con la participación de la demanda y sus avances, lo cual incluye el desarrollo de programas, aplicaciones, mediciones, pruebas y estudios realizados. Todo esto con el objetivo de visualizar de manera más detallada la actualidad con respecto a este tema, el cual se ilustra en el transcurso de este capítulo.

1.1. Respuesta en Demanda

La respuesta en demanda (RD) se puede definir como los cambios en el consumo de electricidad de los usuarios finales en sus patrones de consumo normales, en respuesta a los cambios en el precio de la electricidad en el tiempo. Por otro lado, la RD puede ser también definida como los pagos de

incentivos diseñados para inducir a un menor uso de electricidad en momentos de altos precios del mercado mayorista o cuando se pone en peligro la fiabilidad del sistema, es decir, la RD incluye todas las modificaciones intencionales al patrón de consumo de electricidad de los clientes finales con el objetivo de alterar en el tiempo, el nivel de demanda instantánea, o el consumo total de electricidad [1].

Tres estrategias principales se presentan como alternativas de cómo el cliente puede cambiar su consumo de electricidad, o participar en programas de RD y cada una de estas acciones implica distintos costos y medidas adoptadas por el cliente:

- En primer lugar, los clientes pueden reducir el uso de electricidad durante los períodos pico críticos cuando los precios son altos, sin cambiar su patrón de consumo durante otros períodos. La respuesta se consigue, por ejemplo, cuando la temperatura del termostato de los calentadores o acondicionadores de aire son cambiados temporalmente. Esta estrategia en particular podría ocasionar pérdidas temporales de la comodidad.
- En segundo lugar, los clientes pueden responder a los altos precios de la electricidad al trasladar algunas de sus operaciones de mayor demanda para los períodos de baja demanda. Esto se puede lograr, por ejemplo, mediante el traslado de algunos consumos del hogar (lavaplatos, lavadoras, bombas de la piscina) para los períodos de menor demanda. El cliente residencial en este caso no llevará ninguna pérdida y no incurrirá en costo alguno.
- El tercer tipo de respuesta de los clientes es mediante el uso de generación distribuida en el sitio de consumo de propiedad del cliente. Los clientes que generan su propia energía pueden experimentar pocos cambios en su patrón de consumo eléctrico, sin embargo, desde el punto de vista de la empresa distribuidora los patrones de uso de la electricidad pueden cambiar de manera significativa, dado que la demanda aparentaría ser menor.

Es importante notar que el consumo de electricidad de un hogar se basa en los hábitos. Para lograr modificar estos hábitos es necesario que el cliente tenga en cuenta las consecuencias de su comportamiento y la importancia de éste en la operación del sistema eléctrico y el medio ambiente.

1.2. Programas de Respuesta en Demanda

Existen diferentes programas de RD, los cuales están orientados a ocasionar modificaciones intencionales al patrón de consumo por parte de los usuarios finales, en respuesta a los cambios del precio de electricidad a través del tiempo. Estos se pueden clasificar en dos categorías principales:

- Programas basados en incentivos (PBI)
- Programas basados en el precio (PBP)

1.2.1. Programas basados en incentivos (PBI)

Este tipo de programa busca incentivar la participación del usuario a través de descuentos en el cobro por el uso del servicio, bonos de crédito o pago de dinero en efectivo según su desempeño. Estos programas se dividen en PBI clásico y PBI basado en el mercado como se observa en la figura 1.1.

En un PBI clásico, los clientes participantes reciben pagos por su participación, y por lo general, estos pagos se reciben como un crédito de factura o tasa de descuento por su participación en los programas, mientras que, en los programas basados en el mercado, los participantes son recompensados con dinero por su rendimiento, dependiendo de la cantidad de reducción de la carga durante condiciones críticas.

Los PBI clásicos se dividen básicamente en dos tipos: Control directo de carga y programas Interrumpibles/Reducibles. En los programas de control directo de carga la empresa tiene la capacidad de apagar remotamente equipos en un corto periodo de tiempo. Equipos típicos utilizados en este tipo de programas incluyen el control remoto de aires acondicionados y calentadores de agua. Este tipo de programas son de especial interés para los clientes residenciales y pequeños clientes comerciales. Por su parte, los clientes que participan en programas (interrumpibles/reducibles) reciben pagos por adelantado de incentivos o descuentos de tarifas. A estos, se les pide reducir su consumo a valores predefinidos y los participantes que no responden a dichos valores pueden enfrentarse a sanciones, dependiendo de los términos y condiciones del programa.

Por otro lado, los PBI basados en mercado se clasifican en: Programas de RD ante emergencia, mercado de servicios auxiliares, capacidad de mercado y oferta de la demanda. En los programas de RD ante emergencia, los participantes de estos programas reciben incentivos para reducir su consumo cuando se presenten situaciones críticas o anormales que conlleven al sistema eléctrico a un estado de emergencia, mientras que, los programas de mercado de servicios auxiliares permiten al cliente hacer una oferta de reducción de carga en el mercado como reserva operativa. Por su parte, los programas de capacidad de mercado se ofrecen a clientes que puedan comprometerse a proporcionar reducciones de carga pre-establecidas cuando surgen contingencias del sistema. Estos participantes suelen recibir un aviso diario de los acontecimientos y son penalizados si no responden a las peticiones de reducción de carga.

Finalmente los programas basados en oferta de la demanda son programas en los cuales los consumidores ofertan sobre reducciones de carga específicas en el mercado mayorista de electricidad. Una oferta es aceptada si el corte ofertado se propone a un precio inferior al precio de mercado. En este caso, el cliente debe reducir su carga por la cantidad especificada en la oferta o podría enfrentar penalidades.

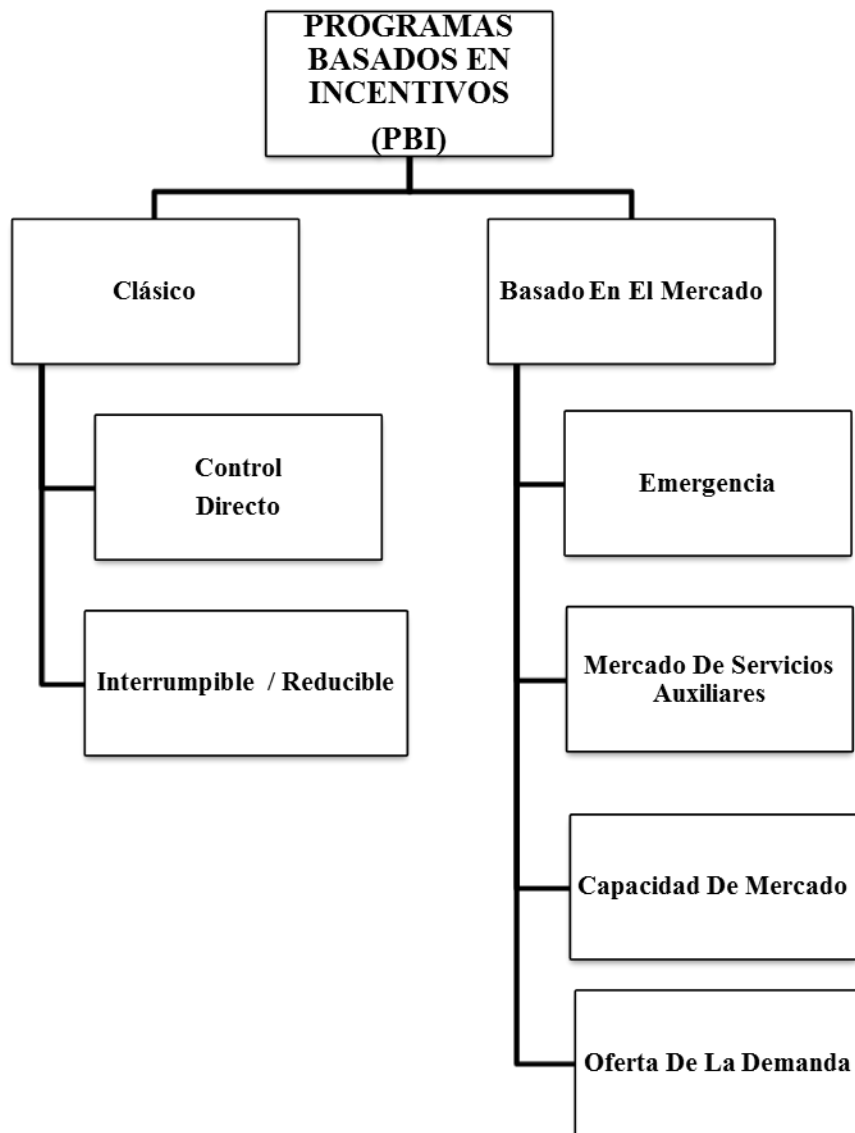


Figura 1.1 Programas Basados en Incentivos (PBI)

1.2.2. Programas basados en el precio (PBP)

En la figura 1.2 se observa la clasificación de los PBP, los cuales se basan en las tasas dinámicas de fijación de precios en los que las tarifas eléctricas no son planas, es decir, las tarifas fluctúan siguiendo el costo de tiempo real de la electricidad. El objetivo último de estos programas es aplanar la curva de demanda, ofreciendo un alto precio durante las horas pico y precios más bajos durante los períodos de baja demanda.

Entre los PBP se encuentran los programas basados en: Tarifas por tiempo de uso, precio crítico máximo, precio de día extremo y basado en tiempo real.

Los programas de tarifa por tiempo de uso, pretenden que el usuario responda de forma directa a las tarifas propuestas durante los diferentes bloques de tiempo establecidos por la empresa operadora. Este programa, presenta índices del precio de la electricidad por unidad de consumo para los diferentes bloques de tiempo (periodos pico y periodo fuera de pico), es decir, que las

tarifas definidas para los periodos pico, son mayores que las definidas para los periodos fuera de pico, de tal forma que el diseño de tarifa propende a reflejar el costo promedio de electricidad durante diferentes periodos y ocasionar un consumo racional en el usuario [3].

El PBP de precio crítico máximo incluye un precio predeterminado más alto que en los periodos de tiempo de uso o en las tarifas planas normales. Estos se utilizan durante las contingencias o en momentos de los precios altos de electricidad para un número determinado de días.

En el programa precio de día extremo se utilizan precios más altos con respecto a los demás días para el conjunto de las 24 horas del día. Este día se define de acuerdo al agotamiento de la capacidad disponible y la capacidad de reserva de generación, la cual se define hasta con un día de antelación [4].

La estrategia de los programas de RD por precio en tiempo real, es similar a la implementada en el programa de tiempo de uso, en donde se establecen las tarifas de electricidad para los diferentes bloques de tiempo. Estas tarifas reflejan el costo real de la electricidad en el mercado mayorista y los clientes están informados de los precios con un día de antelación, de tal forma que estos puedan elegir a conveniencia su consumo eléctrico durante el día, de acuerdo a la señal recibida [3].



Figura 1.2 Programas Basados en el Precio (PBP)

1.3. Beneficios de los Programas de Respuesta en Demanda

La implementación de los programas de RD en el sistema trae consigo diferentes beneficios para el sector eléctrico. Por ejemplo, al reducir la participación en el mercado de generación costosa y pérdidas de energía. Adicionalmente, la implementación de programas de RD en las redes de potencia, aumenta la confiabilidad del sistema, dado que los participantes tienen la oportunidad de ayudar a reducir el riesgo de apagones.

1.4. Costos relacionados con los Programa de RD

Tanto los propietarios de programas de RD como participantes incurren en costos iniciales y de funcionamiento. El participante del programa probablemente deberá instalar algunas tecnologías que le permitan participar en un programa de RD como por ejemplo termostatos inteligentes, controles de carga máxima, sistemas de gestión de energía y unidades de generación locales. Estos costos iniciales son generalmente pagados por el participante, mientras que la asistencia técnica debe ser proporcionada por el proveedor del servicio.

Particularmente, en el caso de que un cliente participante decida usar una unidad de generación en sitio, como parte de su programa de RD, debe asumir el costo del combustible y los costos de mantenimiento. Adicionalmente, debe hacerse cargo de los costos iniciales del sistema y su funcionamiento, los cuales implican gastos de medición y comunicación.

Por su parte, para las empresas es necesario instalar sistemas avanzados de medición, que le permitan medir, almacenar y transmitir información relacionada con el uso de energía en los intervalos de tiempo requeridos, como por ejemplo, lecturas horarias de precio en tiempo real. Los costos de funcionamiento de los programas de RD incluyen el costo de administración y gestión del programa. Adicionalmente los pagos de incentivos son considerados como parte de los gastos corrientes de PBI.

La actualización del sistema de facturación es necesaria antes de que la mayoría de los programas de RD se despliegan, especialmente PBP para permitir que el sistema haga frente a costos variables en el tiempo de la electricidad.

1.5. Medición de los programas de respuesta en demanda

El objetivo final de los programas de RD es reducir el valor de la demanda en horas pico, y generalmente, esta reducción es utilizada como indicador del éxito en la implementación y ejecución de un programa de RD. Particularmente, ésta reducción es utilizada para comparar distintos programas de RD con características similares.

Aparte de la reducción de carga máxima como mecanismo para medir el rendimiento de programas de RD, en otros tipos de programas como PBP, los cuales están basados en tasas de fijación de precios dinámicos, el rendimiento se mide usando la elasticidad en el precio. La elasticidad mide la sensibilidad de la demanda del cliente con respecto al precio de la electricidad. En general la elasticidad refleja el impacto que tiene la variación del precio con respecto a la demanda. También puede entenderse como la medida de sensibilidad de la demanda con respecto al precio. Desde el punto de vista eléctrico se considera una demanda eléctrica flexible cuando esta es sensible al precio de la electricidad. En la actualidad la demanda de energía eléctrica es considerada inelástica, es decir el consumo de la energía es indiferente al precio. Los programas de RD se implementan con la finalidad de lograr un efecto elástico

en la demanda [3]. Esto se puede encontrar mediante el cálculo de la relación entre el porcentaje de cambio en la demanda por el porcentaje de cambio en el precio. Por lo general, la curva de precio vs demanda de una mercancía no es lineal, y se linealiza alrededor de un punto de equilibrio, (P_o, Q_o) como se ve en la figura 1.3.

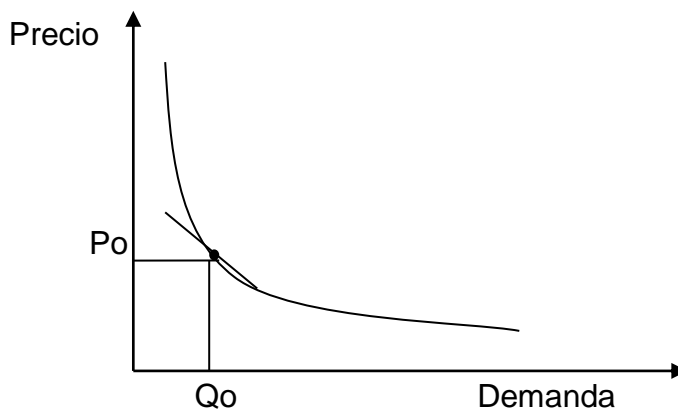


Figura 1.3 Elasticidad de precio alrededor de un punto de equilibrio

La figura 1.3 ilustra el comportamiento de la demanda con respecto al precio de la electricidad, básicamente se puede observar que la demanda tiende a disminuir a medida que el precio aumenta.

1.6. Estrategias de control de carga

El desarrollo de tecnologías de información y comunicación, trae consigo la posibilidad de establecer entre el cliente y la empresa electrificadora distintas estrategias de control de carga, entendidas éstas, como herramientas que posibilitan el control de cargas al usuario final a partir del uso de controladores y la interacción de señales entre la empresa electrificadora y el usuario final. Existen cuatro estrategias de control que se pueden establecer entre el cliente y la compañía:

Pasivo: Esto es similar a lo que se está aplicando actualmente. Los clientes usan sus aparatos sin la transferencia en tiempo real de información, por lo que los clientes no tienen la posibilidad de informarse sobre el estado del sistema, en consecuencia el cliente no cuenta con información suficiente que le permita regular su consumo.

Activo: En un sistema activo una señal de precio se envía desde la empresa al usuario final. Este método de control proporciona información a los consumidores (como por ejemplo precios dinámicos) de manera que el punto de ajuste de los controladores puede ser modificado.

Interactivo: Es similar al método activo, excepto que la información se envía de nuevo a la empresa de modo que la señal de precio puede ser ajustada.

Transactivo: Esta es la estrategia de control más completa. El método transactivo de control utiliza controladores interactivos que actúan como agentes en nombre de los consumidores mediante el envío automático de la información y ajustan la configuración en función de las condiciones y señales.

En el caso de la respuesta en demanda en sistemas de calefacción residencial, ventilación y aire acondicionado, los controladores se pueden utilizar para traducir el deseo del consumidor de refrigeración y calefacción en un valor económico, expresado como una oferta por la demanda, y traducir una señal de precio en un cambio del punto de ajuste del sistema de control.

1.7. Antecedentes o Estado del Arte de Implementación Programas de RD

Las estrategias de control mencionadas anteriormente y demás mecanismos de RD han sido registrados en distintos estudios y se han realizado diversas pruebas, las cuales se ilustran a continuación:

1.7.1. Respuesta en demanda en clientes domésticos. Experiencias de un estudio piloto en Noruega.

Como primera referencia se presenta un estudio piloto de RD en clientes residenciales realizado en Noruega [1]. Es importante aclarar que en este país la medición horaria de energía es obligatoria para todos los clientes con un consumo anual superior a 100000 kWh. Este requisito implica que alrededor del 60% del consumo total de electricidad en Noruega se mide por hora. Para la implementación de este estudio se suministró a los clientes domésticos con equipos, señales de precios y tarifas de red entre otros, los cuales se ilustran a continuación:

Un medidor inteligente se proporcionó a cada hogar participante en este estudio, el cual tenía como función principal la medición horaria de energía.

Un controlador de carga a distancia el cual permite la reducción de carga en periodos pico predefinido y consiste en la instalación de controladores que permiten la desconexión de carga por un período limitado de tiempo

Se da además una señal de precio del día siguiente a los usuarios, la cual es enviada a estos y corresponde a los precios de la energía para distintos periodos de tiempo, los cuales son calculados con un día de antelación considerando incluso una posible respuesta en demanda.

Adicionalmente se da una tarifa de red. Ésta fue proporcionada a cada uno de los hogares y tenía como objetivo reflejar mayores costos por el uso de la red de distribución en periodos de carga máxima.

Por último, se entregaba a cada usuario un botón recordatorio en forma de reloj que indica las horas pico, como se observa en la figura 1.4.

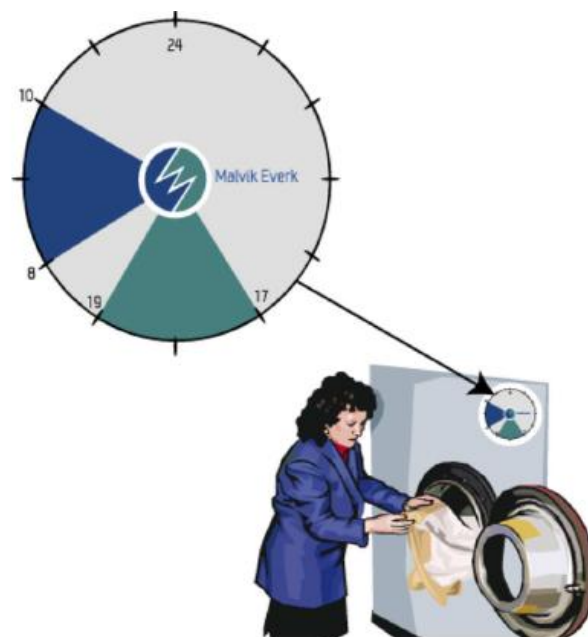


Figura 1.4. Botón de información del cliente. Tomada de [1].

El objetivo de este estudio piloto era motivar a los clientes para reducir su consumo eléctrico en periodos de carga máxima, y fue adaptado para las condiciones del mercado noruego, donde el operador del sistema de distribución y el comercializador son dos entidades separadas. Esto implica que todos los clientes tienen dos contratos separados: una tarifa para el uso de la red y un contrato por el consumo de energía.

En este estudio se implementa una tarifa de red para los usuarios residenciales, la cual consta de una parte constante que incluye como mínimo los costos de operación para hacerles llegar el servicio a los clientes, una parte de pérdidas que incluye como mínimo los costos marginales de pérdidas de la red y una parte relativa al pago de energía máxima. Ésta última parte solo se activa en los periodos pico de carga predefinidos y se calcula de una manera que garantice que los costos de un usuario promedio que no participa en programas de RD se mantuviera sin cambios sobre una base anual. Por lo que un cliente sensible que sí reduce su demanda en horas pico predefinidas, se beneficia con esta tarifa de red, mientras que los clientes que no son sensibles tendrán los mismos costos de la red durante todo el año. Además el cliente se beneficiará evitando los altos precios que normalmente aparecen a las mismas horas en periodos de escasez de energía.

El contrato de energía es realizado entre el comercializador y el cliente final. Adicionalmente, los comercializadores son libres de desarrollar distintos tipos de contratos a los clientes finales. Por ejemplo precio de energía fija por un periodo de tiempo definido, ya sea una semana o un mes o un precio de energía por hora.

En este estudio se resalta la importancia de proporcionar a los clientes incentivos económicos que reflejen la situación real en el mercado de energía,

como es la señal de precio del día siguiente. Ésta se establece 24 horas antes con base en la posible respuesta en demanda. La reducción de carga esperada es incluida en las ofertas del mercado con el fin de mejorar la estimación de la demanda y la elasticidad del precio. De no ser así, los agentes del mercado arriesgan un costo adicional si sus reducciones de carga no son las esperadas, ocasionando la activación de otras centrales generadoras no previstas. Esto hace que sea importante incluir la RD en las ofertas en el mercado de la energía.

Se mencionan equipos como calentadores de agua eléctricos y otros sistemas de calefacción con capacidad de almacenamiento térmico, los cuales pueden ser desconectados por unas horas sin ningún tipo de molestia o costo para el cliente. Dado que la participación de la calefacción eléctrica en Noruega es alta, es posible obtener una considerable respuesta por parte de la demanda.

Para este estudio fueron elegidos calentadores de agua eléctricos a los cuales les fue instalado controladores de carga. Ya que esta es una gran carga eléctrica utilizada para calentar y almacenar energía en agua caliente, su capacidad de almacenamiento térmico permite a esta carga ser desconectada por un periodo limitado de tiempo sin consecuencias negativas para la comodidad del cliente.

Este estudio contó con la participación de 40 clientes domésticos, el 10% de los clientes en el estudio piloto tenía calentadores de agua con caldera eléctrica, los cuales tienen una capacidad entre 12kW y 15kW. El resto de los clientes tenían calentadores de agua estándar con una potencia entre 2kW y 3kW.

Adicionalmente se menciona que este estudio piloto tuvo una percepción positiva por parte de los clientes, los cuales tienen como foco principal la obtención de beneficios económicos aparte de tener un consumo eléctrico reducido.

Los resultados del estudio piloto muestran una reducción en la carga durante periodos pico en horas de la mañana de aproximadamente 1KWh/h para los clientes con calentadores eléctricos de agua estándar y de aproximadamente 2.5KWh/h para los clientes con sistemas de agua caliente con caldera eléctrica. Con respecto a los resultados anteriores, se muestra que los programas de RD se pueden implementar a los clientes domésticos a través del uso de señales de los precios previsible y la tecnología para el control de carga, siempre y cuando los clientes reciban información de forma comprensible y un recordatorio sobre las horas de máxima demanda.

1.7.2. Análisis a nivel de distribución residencial de respuesta en demanda

Este estudio examina el impacto que los programas de RD tienen en la operación de un sistema de distribución de energía eléctrica para un mercado activo, usando controladores activos [5]. Estos controladores son dispositivos conectados a una o varias cargas de los usuarios finales, encargados de

desconectar cargas o ajustarlas dependiendo de un punto de ajuste previamente determinado.

Los controladores activos operan respondiendo a una combinación de puntos de ajuste internos y la señal externa del mercado para que un usuario final pueda responder a las señales enviadas por el mercado. Estas señales constan de una señal de precio, la cual indica el valor de la energía eléctrica durante un periodo de tiempo dado. Además de la señal de precio, también se cuenta con una señal de precio promedio de las últimas 24 horas y una desviación estándar con respecto al precio promedio de las últimas 24 horas.

Con el fin de examinar cómo un controlador activo afecta la operación de un sistema de distribución, se utiliza una versión modificada del sistema de prueba IEEE de 13 Nodos. Este sistema de prueba incluye 1.247 viviendas unifamiliares cada una con una combinación de cargas y modelos físicos de carga. El uso de modelos físicos permite examinar cómo los cambios en el precio afectan el consumo de energía. Todas las cargas se suponen residenciales, es decir, no hay cargas comerciales, industriales o agrícolas.

En cada uno de las 1247 residencias de familia solo un controlador activo está conectado a cada uno de los sistemas de calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC por sus siglas en inglés) [5]. Se supone que cada una de las casas contiene una bomba de calor tipo HVAC sistema que es capaz de calentar y enfriar. La simulación se ejecuta entonces durante 48 horas y los resultados de las segundas 24 horas se exponen a continuación:

Caso 1: Sin señal de precios

En el primer caso el sistema es examinado cuando no hay señal de precio enviada a los controladores activos, por lo que estos no afectan el funcionamiento de los 1247 sistemas de refrigeración. El caso 1 se simula utilizando datos meteorológicos, para Seattle Washington del 1 al 2 de agosto del 2000. Durante este período el tiempo es relativamente caliente y hay un pico de carga grande debido al requerimiento de enfriamiento residencial.

Caso 2: Una señal de precios por hora

En el segundo caso, el sistema de prueba es examinado cuando la señal de precio es generada por un mercado activo y enviados a los controladores activos. En este caso se tiene como objetivo tratar de reducir al mínimo el pico de coincidencia que se produce debido a las unidades de HVAC en sincronización con el incremento de la temperatura del aire.

Las señales de los precios enviados desde el mercado activo para los controladores activos redujo la carga máxima del alimentador del sistema de distribución aproximadamente en un 8,9%. Esta reducción en la carga se debe al número reducido de unidades de HVAC en funcionamiento en el momento pico, como resultado de la respuesta del controlador a la señal de precio del mercado.

Si bien hubo una reducción significativa de la carga pico, se presentaron algunos comportamientos transitorios en la regulación de potencia que fueron causados por la señal de precio por hora, como con cualquier cambio en una señal de control, hay transitorios subsecuentes después de que haya un cambio en la señal de precio. Como alternativa para abordar este comportamiento transitorio en el mercado, se propuso generar una señal de precios más a menudo, por ejemplo, una señal cada 15 minutos.

Caso 3: Una señal de precios cada 15 minutos

En el tercer caso, se utiliza una señal de precio cada 15 minutos. Ésta ha resultado en picos más numerosos pero menos severos en comparación con los resultados obtenidos con la señal de precio por hora.

1.7.3. Otras experiencias

Muchas empresas de servicios en América del norte y en todo el mundo tienen experiencias con programas basados en incentivos. Como ejemplo, El New York Independent System Operator (NYISO), pagó en EE.UU. \$ 7,2 millones en incentivos a los más de 14.000 participantes del programa (NYISO PBI), para liberar la capacidad máxima de 700 MW en el verano de 2003. Se estima que el programa de acortamiento de carga proporcione beneficios de fiabilidad evaluadas en más de US \$ 50 millones durante agosto de 2003 [6].

Electricité De France (EDF) opera lo que es probablemente el ejemplo más exitoso de un programa de tarifa de tiempo de uso. Éste programa se aplicó a los grandes clientes industriales en 1956 y se introdujo a los clientes residenciales en 1965. Actualmente, se estima que un tercio de sus clientes están con tarifa de tiempo de uso [6].

En 1993, EDF presentó un programa de precio máximo pico, llamado “tiempo” en el que se divide el año en tres tipos de días: tiempo azul, tiempo blanco, tiempo rojo. 300 días del año son tiempos azules durante la cual la electricidad es más barata que los precios normales de la tarifa de tiempo de uso. Tiempo días blancos son 43 y son a tasas ligeramente más altas en comparación con la tarifa de tiempo de uso. Tiempo días rojos son sólo 21 y son los más caros.

Por su parte, un experimento implementado en Pennsylvania reveló que el aumento del 100% en el precio de la electricidad produce una disminución del 14% en su demanda. Otro experimento en Florida realizada por la empresa de energía del golfo, utiliza programas de tarifa de tiempo de uso en los cuales se proporcionan a los clientes termostatos inteligentes que ajustan automáticamente la temperatura y otras cargas en función de una señal de precio. Este programa tuvo como resultado la reducción de la demanda pico de 42% en los períodos pico críticos [6].

1.8. Consideraciones finales

Como se mencionó anteriormente, en estudios realizados de RD, se puede observar que los cambios en la señal de precio pueden ocasionar impactos

significativos en las operaciones del sistema de distribución, siempre y cuando la demanda presente susceptibilidad con respecto a la variación del precio y esta pueda responder a estos cambios.

Los programas de DR tienen como objetivo lograr cambios en las pautas y patrones de consumo eléctrico de los usuarios finales, en respuesta a cambios en el precio de la electricidad en el tiempo o por el pago de incentivos diseñados para inducir a un menor consumo de electricidad en momentos de altos precios del mercado. Es importante mencionar que estos programas pueden reducir el precio de la electricidad, mejorar la fiabilidad del sistema y reducir la volatilidad de los precios. Para emplear programas de RD, tanto los participantes como los dueños del programa incurren en costos iniciales y de funcionamiento.

Por último se puede observar que los clientes residenciales a través de medios simples y previsibles pueden adaptar su demanda de electricidad a la situación del mercado.

Este trabajo se centra en el estudio de los posibles beneficios tarifarios para el operador de red (OR), que se obtendrían a partir de una reducción de pérdidas técnicas en los sistemas de distribución, luego de la implementación de programas de respuesta en demanda en el sistema colombiano. Por lo tanto es necesario conocer las particularidades de este sistema, su parque energético, características de la demanda, proyecciones y pérdidas en el sistema de distribución, de forma tal, que se pueda contextualizar la RD en el escenario nacional. Estos temas que se abordarán en el siguiente capítulo.

Capítulo 2

Generalidades del sistema eléctrico colombiano, características de la demanda y pérdidas de energía en el sistema de distribución

Introducción

El sector eléctrico colombiano ha sufrido un proceso de transformación durante las últimas décadas. Este proceso de transformación se realiza a principio de la década de los 90, a través de las reformas introducidas por la constitución nacional de 1991. Por medio de esta transformación se logran avances en materia de estructura regulatoria y en infraestructura de transporte. En el año 1994 el sector eléctrico colombiano establece una nueva estructura de mercado, la cual se basa en las leyes 142 y 143 del mismo año, donde la ley 142 es la encargada de los servicios públicos y la 143 es la relacionada con la prestación del servicio de electricidad.

A lo largo de este capítulo se busca realizar un recuento global de la evolución del sistema eléctrico colombiano durante las últimas décadas, describiendo su situación actual. En este capítulo también se muestran las características de la demanda, su evolución durante los últimos 5 años y el comportamiento de las pérdidas en el sistema de distribución.

2.1. Generalidades del sistema eléctrico colombiano

Actualmente Colombia cuenta con un mercado eléctrico liberalizado el cual está caracterizado por un marco que desagrupa las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica [7]. La estructura del mercado actualmente se basa en las leyes 142 y 143 de 1994.

En Colombia existe una oferta de electricidad conformada principalmente por centrales hidráulicas, térmicas a gas y carbón, con una participación mayoritaria de las centrales hidráulicas. La capacidad hidráulica actualmente representa el 64% de la capacidad efectiva del Sistema Interconectado Nacional (SIN), la térmica representa el 30.8%, las plantas menores el 4.8% y cogeneradores el 0.4% [17]. En la tabla 2.1 se puede observar los diferentes tipos de generación de energía eléctrica en Colombia y su capacidad de generación, mientras que, la figura 2.1 muestra la capacidad porcentual respecto a la capacidad instalada en Colombia.

Particularmente en el año 2010, la capacidad de generación de energía eléctrica en Colombia fue de 56.887,6 GWh, 1,6% por encima de la registrada en 2009 (55.965,6 GWh) [8].

Actualmente el sistema eléctrico colombiano cuenta con 32 distribuidores y 11 transportadores, siendo la Interconexión Eléctrica S.A (ISA) el mayor de estos

últimos. El sistema eléctrico colombiano actualmente está dividido en tres sistemas, los cuales componen el SIN [7]:

TIPO DE RECURSOS	Capacidad [MW]
Hidráulica	8525.0
Térmica	4343.0
Gas	2757.0
Carbón	967.0
MENORES	564.3
Hidráulica y Térmica	545.8
Eólica	18.4
Cogeneradores	24.5
TOTAL	13456.8

Tabla 2.1. Oferta de electricidad en Colombia

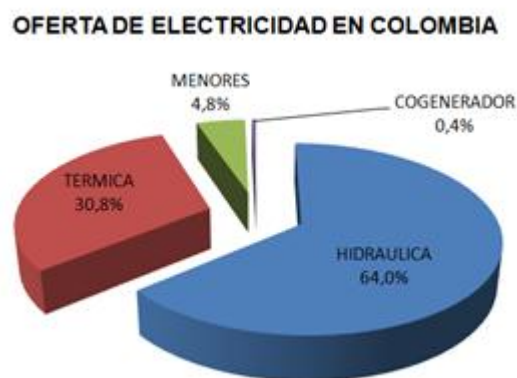


Figura 2.1. Oferta porcentual de electricidad en Colombia. Tomada de [17].

El sistema eléctrico colombiano está dividido en:

- Sistema de Transmisión Nacional (STN)
- Sistema de Transmisión Regional (STR)
- Sistema de Distribución Local (SDL)

A continuación se definen estos sistemas.

2.1.1 Sistema de Transmisión Nacional (STN)

Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por un conjunto de líneas, equipos de compensación y sub estaciones que operan en el nivel de tensión 4.

2.1.2. Sistema de Transmisión Regional (STR)

Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los Activos de Conexión del OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más Operadores de Red.

2.1.3. Sistema de Distribución Local (SDL)

Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los niveles de tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un mercado de comercialización.

El consumo en el sector eléctrico colombiano involucra, varios sectores los cuales se pueden apreciar en la tabla 2.2, con sus diferentes porcentajes de consumo para cada sector.

Consumo	Porcentaje [%]
Residencial	42.2
Comercial	18
Industrial	31.8
Otros	4.3
Oficial	3.7
Total	100

Tabla 2.2. Consumo en el sector eléctrico colombiano. Tomada de [7].

Actualmente Colombia esta interconectado con países como el Ecuador con una capacidad de importación de 215MW y de exportación 285MW con Venezuela con una capacidad de importación de 205 MW y exportación de 336 MW [9].

2.2. Característica de la demanda

2.2.1. Demanda

Es la potencia requerida por un usuario en un momento o instante de tiempo determinado. El comportamiento de la demanda en el SIN está ligado con factores climáticos tales como el fenómeno de la niña y el niño, además de estar ligado con la dinámica económica del país.

Actualmente la demanda eléctrica está relacionada con el crecimiento de la población. La demanda de energía eléctrica en Colombia en el año 2012 alcanzó los 59,370.1GWh, con un crecimiento del 3.8% con relación al año 2011 convirtiéndose así en el mayor crecimiento de los últimos cinco años. En la tabla 2.3 se puede observar el comportamiento anual de la demanda durante los años 2008-2012.

Año	2008	2009	2010	2011	2012
GWh	53,870	54,679	56,148	57,150	59,370
Incremento	1.6	1.8	2.7	1.6	3.8

Tabla 2.3. Comportamiento de la demanda anual durante 2008-2012. Tomada de [17].

La demanda en el sistema eléctrico colombiano presenta un comportamiento dinámico debido a que la curva de carga presenta unos periodos de demanda altos y bajos. La curva de carga presenta unos intervalos de demanda definidos [10], los cuales son:

- Demanda baja: comprende el periodo de tiempo entre las 23 horas y las 6 horas.
- Demanda media: comprende el periodo de tiempo entre las 8 horas y las 11 horas y las 14 horas a las 18 horas.
- Demanda media alta: comprende el periodo de tiempo entre las 6 horas y las 8 horas y las 11 horas y las 14 horas.
- Demanda máxima: comprende el periodo de tiempo entre las 18 horas y las 23 horas.

La tabla 2.4 muestra algunos electrodomésticos típicos de un hogar colombiano así como sus respectivos consumos

Electrodoméstico Básico de un Hogar	Consumo nominal [W]
Nevera	250
Televisor	150
Reproductor de DVD	150
Equipo de sonido	100
Aire Acondicionado	5000
Horno Microonda	1800
Olla Arrocera	1200
Sanduchera	1200
Licuada	600
Cafetera	800
Lavadora	750
Plancha	1000
Grabadora	100
Ventilador pequeño	100
Ducha Eléctrica	1500
Secador	1500
Bombilla de 60 W	60
Bombilla de 100 W	100

Tabla 2.4. Electrodomésticos básicos y su demanda. Tomada de [10].

Debido que durante la demanda media alta y la demanda máxima es decir en las horas pico, el costo de operación en estos intervalos de tiempo es más

elevado, aumenta la probabilidad de que el sistema eléctrico se vea expuesto a colapsos e inestabilidad operativa. Por tal razón es necesario descongestionar el sistema y reducir los costos de operación a través del aplanamiento de la curva de carga.

El conocimiento de los equipos, sus consumos y los hábitos de los usuarios juegan un papel importante en la estimación de la posible RD por parte de los consumidores, además permiten identificar electrodomésticos susceptibles a variaciones en los hábitos de consumo. Con respecto a lo anterior, los electrodomésticos que son susceptible a la variación de los hábitos de consumo se pueden trasladar, provocando un aplanamiento de la curva de carga. Ejemplo de esto, es el uso de aires acondicionados, lavadoras, planchas y secadores. Finalmente, es importante resaltar que es posible realizar el traslado de cargas sin la necesidad de disminuir el consumo diario total.

2.2.2 Curva de carga

La curva de carga representa el consumo de energía eléctrica en un periodo de tiempo definido. En la figura 2.2 se puede apreciar la topología de una curva típica de carga del sistema eléctrico colombiano.

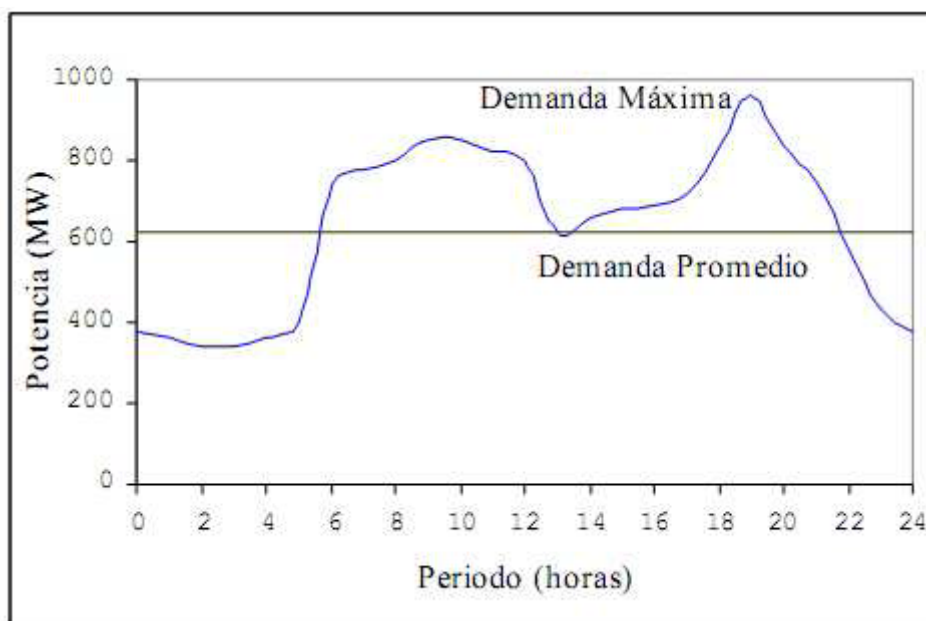


Figura 2.2. Curva típica de carga. Tomada de [7].

En la figura 2.2 se puede observar el comportamiento que se presenta entre las horas 18-22. Esto se debe a la cantidad de energía consumida por el sector residencial e industriales en este intervalo de tiempo. En este periodo el costo de operación es mayor y a la vez ocasiona un incremento en las pérdidas de energía, el cual afecta los cargos por uso del sistema de distribución local, como se estudiará en el capítulo 4. También se puede apreciar que el intervalo de tiempo comprendido entre las 2 y 6 de la mañana se denomina periodo de bajo consumo, debido a que estas horas, no son horarios habituales de consumo de los usuarios residenciales e industriales.

Las pérdidas de energía en los sistemas de distribución dependen de la demanda es decir, a mayor demanda mayor índice de pérdidas se presenta en el sistema eléctrico.

2.3. Pérdidas en el sistema de distribución

Es la energía que se pierde en los sistemas de STR y SDL durante el transporte y la transformación de la energía eléctrica.

Los mayores índices de pérdidas se presentan debido a los altos niveles de corriente en las líneas, pues estas dependen del cuadrado de la corriente y están ligadas con los periodos picos de demanda que se presentan en diferentes periodos de tiempo de la curva de carga.

En la siguiente tabla se presenta la evolución del índice de pérdidas de 20 empresas distribuidoras – comercializadoras, durante el periodo comprendido entre los años 1997-2001 y 2007.

Empresas	1997	1998	1999	2000	2001	2007
Tuluá	12,80%	12,40%	10,90%	11,00%	8,40%	15,65%
Codensa	17,70%	17,80%	11,30%	10,50%	10,40%	9,59%
EPM	15,30%	12,70%	13,80%	12,40%	11,20%	10,69%
Popayán	7,80%	14,00%	13,20%	14,50%	12,30%	49,57%
EPSA	19,70%	17,80%	14,60%	12,80%	12,70%	10,24%
Edeq	20,80%	18,10%	21,20%	19,10%	15,40%	16,70%
Ebsa	17,90%	16,40%	19,40%	20,30%	17,50%	14,09%
Emcali	15,50%	16,10%	15,70%	17,90%	18,20%	7,17%
Pereira	20,10%	18,10%	19,40%	22,30%	21,90%	21,81%
Chec	21,30%	21,70%	22,20%	24,00%	23,90%	16,00%
Electrolima	29,90%	18,50%	25,50%	21,20%	25,10%	31,44%
Cundinamarca	21,30%	24,20%	19,50%	26,40%	28,20%	23,75%
Cedelca	29,30%	31,00%	27,10%	24,80%	28,60%	31,87%
Caquetá	21,20%	26,40%	30,80%	32,70%	31,30%	23,31%
Cens	27,90%	29,80%	33,50%	31,80%	33,70%	23,10%
Santander	16,50%	19,60%	22,40%	23,20%	25,30%	24,34%
Huila	27,20%	20,30	27,70%	27,00%	33,80%	25,24%
Meta	22,70%	21,10%	24,10%	31,40%	35,80%	27,35%
Cedenar	34,60%	36,30%	32,20%	35,50%	38,00%	37,00%
Chocó	42,30%	45,00%	47,60%	50,40%	50,10%	22,93%

Tabla 2.5. Evolución índice de pérdidas. Tomada de [11] - [10].

Los menores índices de pérdidas durante el año 2007 se registraron Codensa y Emcali, con índices 9,59% y el 7,47%, respectivamente a pesar de ser grandes comercializadores de energía del país.

Básicamente, la metodología a seguir por las empresas de energía para reducir pérdidas técnicas es: primero, realizar un estudio o análisis competente, identificar las diferentes pérdidas técnicas que afectan sus circuitos, adoptar las metodologías particulares, destinar los recursos necesarios, realizar los

cambios necesarios a los equipos o sistemas para después obtener los resultados esperados en la reducción de pérdidas técnicas [11]. Otra posible forma, que aún no se ha explorado en el país, es la de lograr la reducción de las pérdidas técnicas a través de los programas de RD. En los capítulos posteriores se desarrolla esta propuesta.

Capítulo 3

Mercado eléctrico colombiano y fórmula tarifaria para los usuarios regulados

Introducción

Promulgada la constitución política de 1991 y las Leyes 142 de 1994 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios) y Ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica), se establecen nuevas condiciones normativas en el sector eléctrico colombiano, tales como la redefinición del papel del estado en las actividades del sector, la separación de actividades de la cadena de suministro. La introducción de competencia, la desregulación de un segmento del mercado y la creación de un esquema institucional que asignó las funciones de planeamiento, regulación y control en diferentes entidades.

El sector eléctrico se dividió en cuatro actividades, generación, transmisión, comercialización y distribución. Las actividades de generación y comercialización se definieron como competitivas, mientras que la transmisión y la distribución se definieron como monopolios sujetos a regulación. La desregulación de un segmento del mercado dejó como resultado la clasificación de dos tipos de usuarios, regulados y no regulados [12].

En el caso del sistema interconectado, las principales transformaciones sectoriales se manifestaron en los siguientes aspectos:

- Incremento sustancial del número de los agentes en cada una de las actividades y entrada de agentes privados.
- Desarrollo de un mercado mayorista de energía de carácter competitivo.
- Menores tarifas a usuarios no regulados, los cuales se benefician de la competencia a nivel de la comercialización de la energía.
- Consolidación de las entidades de control (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios –SSPD-), regulación (Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG-) y planificación (Unidad de Planificación Minero Energética –UPME).

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, es un organismo de carácter técnico, creado por la constitución de 1991 para ejercer el control, la inspección y la vigilancia de las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios, mientras que, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), tiene como función regular la prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, con el objetivo de lograr que estos servicios se presten al mayor número posible de ciudadanos, al

menor costo posible para los usuarios y con una adecuada remuneración a los prestadores del servicio, garantizando calidad, cobertura y expansión. Finalmente, la Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME), tiene por objetivo planear en forma integral y permanente el desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos y mineros [13].

Particularmente, la CREG tiene la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, posible; y en los demás casos promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes no impliquen abusos de la posición dominante, (produzcan) servicios de calidad. Para ello la CREG tiene la función y facultad de establecer las fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos y señalar cuándo exista suficiente competencia como para que la fijación de las tarifas sea libre.

A continuación se explica como la CREG establece la fórmula tarifaria general de prestación del servicio de energía eléctrica a los usuarios regulados del sistema interconectado nacional.

3.1. Fórmula tarifaria general del costo de prestación del servicio a usuarios regulados en el sistema interconectado nacional.

En [14] se establece la fórmula tarifaria general que permite a los comercializadores minoristas de electricidad establecer el costo de prestación del servicio de energía eléctrica a usuarios regulados del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El régimen tarifario está basado en criterios de eficiencia económica, suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad, retribución de ingresos, simplicidad y transparencia. Este régimen de tarifas procura que los precios se aproximen a un mercado competitivo, además de no permitir que sean trasladados a los usuarios finales los costos por una gestión ineficiente por parte de la empresa comercializadora o distribuidora.

La CREG estableció mediante consulta, un proyecto para la adopción de la fórmula tarifaria general que permita a las empresas comercializadoras de energía eléctrica del SIN, calcular el costo de prestación de servicio y determinar las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados además el gobierno nacional mediante decreto 381 de 2007 estableció que la fórmula tarifaria general debería incluir un costo base de comercialización que remunere los costos fijos de los comercializadores minoristas y un margen de comercialización que indiquen los costos variables de la actividad.

Esta fórmula tarifaria general incluye dos tipos de costos que son: los costos variables y los costos fijos. Partiendo de lo anterior, el costo unitario de prestación del servicio está dado por:

$$\text{Costo Unitario} = \text{Costo Variable} + \text{Costo Fijo} \quad (3.1)$$

Los costos fijos reflejan los costos involucrados en garantizar el servicio permanente a los usuarios siendo indiferente al nivel de consumo, mientras que, los costos variables dependen del nivel de consumo. De esta forma la componente variable se expresa en (\$/kWh) y la componente fija se expresa en (\$/factura). En (3.2) y (3.3) se muestran las expresiones que permiten el cálculo de los costos variables y los costos fijos, respectivamente.

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i} \quad (3.2)$$

$$CUf_{m,j} = Cf_{m,j} \quad (3.3)$$

Dónde

n	Nivel de tensión de conexión del usuario.
m	Mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.
i	Comercializador Minorista.
j	Mercado de Comercialización.
$CUv_{n,m,i,j}$	Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j .
$G_{m,i,j}$	Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j .
T_m	Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes m .
$D_{n,m}$	Costo por uso de Sistemas de Distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m .
$Cv_{m,i,j}$	Margen de comercialización correspondiente al mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j que incluye los costos variables de la actividad de Comercialización, expresado en (\$/kWh).
$R_{m,i}$	Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en (\$/kWh) asignados al Comercializador Minorista i , en el mes m .

$PR_{n,m,i,j}$	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía en (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n , para el mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j .
$CUf_{m,j}$	Componente fija del costo unitario de Prestación de Servicio en (\$/factura) correspondiente al mes m para el Mercado de Comercialización j .
$Cf_{m,j}$	Costo Base de Comercialización en (\$/factura) correspondiente al mes m , para el Mercado de Comercialización j .

A continuación se definirán de forma general cada uno de los parámetros que conforman las ecuaciones anteriores.

3.1.1. Componente fijo del costo unitario de prestación del servicio $CUf_{m,j}$

La componente fija del costo unitario de prestación del servicio, es un costo base de comercialización por usuario expresado en (\$/factura), este parámetro debe remunerar los costos fijos eficientes en la prestación del servicio permanente a los usuarios.

3.1.2. Componente variable del costo unitario de prestación del servicio

$CUv_{n,m,i,j}$

La componente variable del costo unitario de prestación del servicio, es un costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh), relacionado con el nivel de consumo de los usuarios conectados a un determinado nivel de tensión, en un periodo mensual, de un comercializador minorista. Éste parámetro corresponde a la suma de los costos eficientes de las diferentes actividades de la cadena eléctrica, tales como: el traslado de costos a los usuarios finales de las compras de energía realizadas por el comercializador mediante mecanismos de mercado, margen de comercialización, restricciones del sistema, reconocimiento de planes de reducción de pérdidas de energía, costos por uso del sistema de transmisión y distribución.

3.1.3. Costo de compra de energía $G_{m,i,j}$

Esta componente consiste en un mecanismo mediante el cual se busca trasladar al usuario final regulado el costo de generación, como resultado de una formación eficiente de precios en un mercado organizado, planteándose un mecanismo para la compra de energía mediante contratos realizados en el mercado organizado regulado (MOR), el cual tiene como objetivo mejorar la eficiencia en la contratación, permitir condiciones equitativas para la participación de diferentes agentes y evitar que los usuarios queden expuestos a la volatilidad de los precios en bolsa.

El costo de energía trasladado a la tarifa, está regido por el parámetro de precio ponderado resultante $PMOR_{m-1}$.

$$PMOR_{m-1} = \frac{\sum_{n=1}^K PM_{h,m-1} * D_{h,m-1}}{\left(\sum_{h=1}^K D_{h,m-1} \right)} \quad (3.4)$$

Dónde

$PMOR_{m-1}$ Precio promedio ponderado resultante de los precios obtenidos en las diferentes subastas del MOR por la energía adquirida por el comercializador Mayorista en el Mercado Organizado Regulado (\$/kWh), para cubrir su demanda regulada en el mes m , el cual fue definido en la ecuación.

$PM_{h,m-1}$ Precio de cierre en el MOR en la subasta h (\$/kWh).

$D_{h,m-1}$ Cantidad de energía comprada en el MOR por el Agente en la subasta h (kWh), para el mes $m-1$.

K Número de subastas realizadas en el MOR para el mercado regulado para el mes $m-1$.

Con el mecanismo planteado, el comercializador puede recuperar todos los costos derivados de las compras de energía realizadas en el MOR, una vez el comercializador compre la de la energía requerida con destino al mercado regulado en el MOR, la componente G , trasladada al usuario final permitirá la recuperación de los costos por concepto de compras de energía, por parte del comercializador. El costo máximo a trasladar al usuario final es:

$$Gm = PMOR \quad (3.5)$$

Gm Traslado directo del costo ponderado por la energía comprada por el comercializador en el MOR.

3.1.4. Costo por uso del sistema de transmisión nacional T_m

Los activos de uso del sistema de transmisión nacional (STN), son aquellos activos de transmisión de electricidad que operan a tensiones iguales o superiores a 220kV, estos son de uso común y se clasifican en unidades constructivas y son remunerados mediante cargos por uso del STN.

Para trasladar los costos por uso del STN no se incluyen dentro del traslado las pérdidas en el STN, debido a que el cargo por uso del STN aplicable a los Comercializadores, se obtiene dividiendo el Ingreso regulado de transmisión entre la demanda total registrada por los comercializadores del SIN, en cada

una de sus fronteras comerciales, referida a 220kV, como resultado la energía con la que se estima el cargo resultante no incluye las pérdidas del STN, debido a que este cargo se establece a partir de mediciones en fronteras comerciales que no incluyen pérdidas a niveles de transmisión.

3.1.5. Cargos por uso de los sistemas de transmisión regional (STR) y distribución local (SDL) $D_{n,m}$

El costo por uso de los SDL corresponde al acumulado de los cargos regulados por uso del STR y/o SDL hasta el nivel de tensión al cual se encuentre conectado el usuario.

La metodología que se aplica para el cálculo de los cargos por uso de los STR o SDL tiene en cuenta los siguientes criterios generales:

- Principio de integralidad de la tarifa. Los cargos de los SDL varían según la calidad del servicio de distribución.
- Los cargos de los STR y SDL, diferentes al nivel de tensión 1, se determinan a partir de los inventarios de los, Operadores de Red (OR), de acuerdo con sus unidades constructivas (UC).
- Los costos anuales de los STR se determinan a partir de los activos de uso pertenecientes al nivel de tensión 4 y de las conexiones al STN de los OR.
- Los cargos máximos de los SDL se determinan a partir de los activos de uso pertenecientes a los niveles de tensión 3 y 2 y de los pagos de cargos por uso entre OR en dichos niveles.
- Cuando un OR se conecte al sistema de otro OR en cualquier nivel de tensión igual o inferior al 3, el operador que está tomando energía del sistema se le considerará como un usuario del otro OR y, en tal caso, deberá pagar hasta el Cargo Máximo del nivel de tensión correspondiente.
- El comercializador cobra al usuario los Cargos por Uso del nivel de tensión donde se encuentre conectado directa o indirectamente su sistema de medición.
- Un Operador de Red es remunerado mediante cargos por uso por la totalidad de los activos de uso que opera y mantiene en desarrollo de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica.
- Cualquier usuario del STR o SDL puede contratar la disponibilidad de capacidad de respaldo de la red con el OR del sistema al cual se conecta, siempre y cuando exista la posibilidad técnica de ofrecerla y pague por ello.

Los cargos para un STR son actualizados y liquidados por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) y facturados por los OR a los comercializadores que atienden Usuarios de los STR o SDL. Estos cargos se expresan en (\$/kWh) que remuneran los Activos de Uso del nivel de tensión 4 de los OR.

El cálculo del cargo del nivel de tensión 4, está basado en:

- Costo Anual por uso de los activos del nivel de tensión 4.
- Ingreso mensual para cada uno de los meses del período tarifario, el cual será estimado por el LAC, para remunerar los activos de uso del nivel de tensión 4 de cada OR.
- Demanda total de los comercializadores que atienden usuarios conectados al sistema del OR.

Los Cargos de los SDL serán actualizados, liquidados y facturados, para los niveles 3, 2,1, como se explica a continuación:

Los cargos máximos para los niveles de tensión 3 y 2 son determinados por parámetros como:

- Gastos Anuales de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) asignables al nivel de tensión 3 y 2.
- Costo anual de terrenos para el OR, del nivel de tensión 3 y 2.
- Costo anual equivalente de los activos no eléctricos asignable al nivel de tensión 3 y 2, para el OR.
- Pago anual por uso de SDL que un OR, hace a otro OR, por concepto de conexiones en el nivel de tensión 3 o 2.
- Energía útil del nivel de tensión 3 o 2 del OR, para los doce meses que finalizan en la Fecha de Corte.
- Costo anual equivalente de los activos de uso en el nivel de tensión 3 o 2, en operación a la fecha de corte, para el operador de red.
- Número de conexiones con otros OR, que inyectan energía en el nivel de tensión 3 o 2 del OR.
- Índice de precios al productor total nacional.

Para el cálculo de los cargos máximos del nivel de tensión 1 de cada OR, se define un cargo máximo por concepto de inversiones y un cargo máximo por concepto de gastos de AOM, en los que intervienen parámetros como:

- Costo anual de los activos de uso en el nivel de tensión 1, para el OR.

- Otros Ingresos por la explotación de los activos remunerados mediante cargos por uso en actividades distintas a la de distribución de energía eléctrica.
- Ventas anuales de energía en el nivel de tensión 1, efectuadas por todos los comercializadores de energía en el sistema del OR.
- Pérdidas no técnicas no reconocidas al OR.
- Gastos anuales de AOM, asignables al nivel de tensión 1, para el OR.
- Índice de precios al productor total nacional.

3.1.6. Costos de Comercialización

El cargo de comercialización en la fórmula tarifaria, establecido en el decreto 387 de 2007 de la CREG contiene un cargo fijo dado por: i) un costo base de comercialización por usuario, $Cf_{m,j}$ que deberá remunerar los costos fijos eficientes de esta actividad; y ii) un margen de comercialización que $Cv_{m,i,j}$ refleja los costos variables de la actividad [15].

3.1.6.1. Costo de comercialización variable $Cv_{m,i,j}$

Representa el margen de comercialización para el comercializador minorista en un mercado de comercialización, la cual incluye los costos variables de actividades de comercialización y se expresa en (\$/kWh).

3.1.6.2. Costos de comercialización fija $Cf_{m,j}$

Representa el costo base de comercialización correspondiente a cada mes en un mercado de comercialización, se expresa en (\$/factura).

3.1.7. Costos por restricciones y servicios asociados con generación $R_{m,i}$

Remunera los costos por restricciones y otros servicios asociados con generación. Estas restricciones son básicamente sobre costos en los que se incurre en la operación del sistema, como por ejemplo la necesidad de que en un determinado momento un generador más costoso genere debido a requerimientos para una operación segura del STN.

Es la relación entre los costos de restricciones asignadas por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y los valores de las ventas del comercializador en el mes $m-1$ con destino a los usuarios regulados y no regulados de los mercados de comercialización que este participe, con el fin de recuperar el valor de las restricciones que les son asignadas en proporción a su demanda comercial.

Los valores asignados por el (ASIC) al comercializador están sujetos a un menor valor o mayor valor de restricciones debido a:

- Como menor valor, las restricciones provenientes de la asignación de las rentas de congestión por la aplicación de las Transacciones Internacionales De Electricidad (TIE). Estas corresponden a transacciones horarias originadas por el despacho económico coordinado, entre países con los que se tenga una integración regulatoria de mercados eléctricos, a través de Enlaces Internacionales.
- Como menor valor, el pago recibido por el comercializador minorista en caso de desviaciones de los generadores.
- Como mayor valor, los costos por concepto de remuneración del proyecto línea de 230kV a doble circuito, de 13.2km, entre la Subestación Guatapé y la línea San Carlos – Ancón Sur, asignado por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), a todos los comercializadores del Sistema Interconectado Nacional.

3.1.8. Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía

$PR_{n,m,i,j}$

Con el objetivo de realizar un mayor y mejor seguimiento no solo al programa de pérdidas sino al costo de las pérdidas en general, se establece un componente independiente expresado en (\$/kWh), el cual incorpora:

- El costo de las pérdidas eficientes de energía. Estas pérdidas corresponden a valores de pérdidas eficientes determinados por la CREG para determinado operador de red, el cual esta expresado en índices decrecientes en el tiempo.
- Los costos del transporte de las pérdidas eficientes de energía.
- Los costos del programa de reducción de pérdidas energía. Estos programas son promovidos por la CREG y dirigidos a los OR, con el objetivo llegar a niveles eficientes de pérdidas de energía en cada OR.

Para el cálculo de estos costos se tienen en cuenta los siguientes parámetros:

- Costos de compra de energía (\$/kWh) del Comercializador Minorista, en el Mercado de Comercialización $G_{m,i,j}$.
- Fracción de la Demanda Real del Comercializador Minorista, que corresponde a las pérdidas de energía por uso del Sistema de Transmisión Nacional asignadas por el ASIC durante el mes $m-1$ $IPRSTN_{m-1}$.
- Fracción o porcentaje expresado como fracción de las pérdidas de energía eficientes reconocidas por la CREG, para el Mercado de

Comercialización, para un determinado mes, acumulado hasta un nivel de tensión del sistema de distribución respectivo $IPR_{n,m,j}$.

3.2. Asignación de Pérdidas entre Comercializadores

En el decreto 387 de 2007 establece que las pérdidas de energía totales de un mercado de comercialización se asignarán a todos los comercializadores minoristas que participan en ese mercado a prorrata de sus ventas. También establece que son los operadores de red quienes serán los encargados de realizar la gestión de reducción de pérdidas técnicas en sus redes, para lo cual la comisión promoverá la realización de planes de reducción de las mismas para llegar a niveles eficientes y su ajuste a través de una trayectoria de niveles de pérdidas (senda) que un operador de red debe seguir en un período determinado para lograr el nivel de pérdidas eficientes, expresado en índices decrecientes en el tiempo.

En el caso de que el OR no cumpla con el plan de reducción de pérdidas no técnicas será el operador de red quien asuma la energía perdida por encima de la senda.

Los criterios generales para la asignación del costo de las pérdidas técnicas en un mercado de comercialización son:

Las pérdidas técnicas son identificables por nivel de tensión (ya sea medidas o calculadas mediante modelos teóricos), pudiendo claramente asignar el costo en función de la ubicación de la carga, los comercializadores minoristas de un mercado de comercialización asumirán las pérdidas técnicas eficientes establecidas por la regulación del nivel donde se encuentre conectada la demanda atendida.

Por lo descrito anteriormente es indispensable para lo OR, establecer estrategias o mecanismos que permitan hacer más eficientes sus sistemas, obteniendo así menores valores de pérdidas durante su operación, por lo tanto se considera necesario evaluar el impacto de reducción de pérdidas en la fórmula tarifaria general, en especial en los cargos por uso del sistema de distribución, parámetro donde se prevé un mayor impacto en la reducción de estas pérdidas de energía, el cual se aborda en el siguiente capítulo.

CAPITULO 4

Cargos por uso del Sistema de Transmisión Regional (STR) y Sistema de Distribución Local (SDL)

Introducción

Con la restructuración de los sistemas eléctricos mencionada en el capítulo anterior, el negocio de la electricidad dejó ser un monopolio, es decir, paso de ser dominado por un solo agente y se convirtió en un esquema de mercado abierto en donde la actividad puede ser realizada por diferentes agentes, los cuales compiten para mejorar la calidad, el precio y la eficiencia de los servicios públicos.

Este paso hacia un mercado competitivo generó la necesidad de establecer reglas de juego entre los participantes y crear herramientas que protegieran a los usuarios de los riesgos del mercado. Particularmente, resulta de interés para el desarrollo de este trabajo, resaltar que entre los principales acontecimientos regulatorios se destaca la promulgación de la resolución CREG 097 de 2008, la cual establece los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los STR y SDL.

4.1. Cálculo de los cargos máximos para los niveles de tensión 3 y 2 sin respuesta en demanda (RD)

Actualmente los cargos máximos por uso del sistema de STR y SDL, para los niveles de tensión 3 y 2 en el mercado eléctrico colombiano se calculan para cada año del periodo tarifario, fundamentados en:

- Costos anuales de uso de activos de los niveles de tensión 3 y 2.
- Energías útiles de cada nivel de tensión.

El costo máximo por el uso del sistema de distribución para un nivel de tensión específico, está dado por los cargos máximos para los comercializadores en el área de comercialización correspondiente y son expresados en (\$/kWh) para cualquier nivel de tensión [15]. Para el caso particular de los niveles de tensión 3 y 2, en (4.1) y (4.2), se muestran las expresiones que permiten el cálculo de estos cargos máximos según la actual regulación del sistema eléctrico colombiano.

Para el nivel de tensión 3:

$$CD_{j,3} = CDI_{j,3} + \frac{AOM_{j,3,k} + CAT_{j,3} + CAANE_{j,3} + O_{j,3}}{Eu_{j,3}} \quad (4.1)$$

Dónde:

- $CD_{j,3}$ Cargo Máximo del nivel de tensión 3 para el OR j . Este valor referido a pesos de diciembre de 2007.
- $CDI_{j,3}$ Costo unitario para remunerar la inversión de los activos del nivel de tensión 3, para el OR j .
- $AOM_{j,3,k}$ Gastos anuales de Administración, Operación y Mantenimiento asignables al nivel de tensión 3, para el OR j en el año k .
- $CAT_{j,3}$ Costo Anual de Terrenos para el OR j del nivel de tensión 3.
- $CAANE_{j,3}$ Costo Anual Equivalente a los Activos No Eléctricos asignable al nivel de tensión 3, para el OR j .
- $O_{j,3}$ Pago anual por uso de SDL que el OR j hace a otro OR, por concepto de conexiones en el nivel de tensión 3.
- $Eu_{j,3}$ Energía útil del nivel de tensión 3 del OR j . Es igual a la energía útil del nivel de tensión 3 del OR j , para los doce meses que finalizan en la Fecha de Corte.

Para el nivel de tensión 2:

$$CD_{j,2} = CDI_{j,2} + \frac{AOM_{j,2,k} + CAT_{j,2} + CAANE_{j,2} + O_{j,2}}{Eu_{j,2}} + CD_{j,3-2} \quad (4.2)$$

Dónde

- $CD_{j,2}$ Cargo Máximo del nivel de tensión 2 para el OR j . Este valor referido a pesos de diciembre de 2007.
- $CDI_{j,2}$ Costo unitario para remunerar la inversión de los activos del nivel de tensión 2, para el OR j .
- $AOM_{j,2,k}$ Gastos anuales de Administración, Operación y Mantenimiento asignables al nivel de tensión 2, para el OR j en el año k .

$CAT_{j,2}$	Costo Anual de Terrenos para el OR j del nivel de tensión 2.
$CAANE_{j,2}$	Costo Anual Equivalente a los Activos No Eléctricos asignable al nivel de tensión 2, para el OR j .
$O_{j,2}$	Pago anual por uso de SDL que el OR j hace a otro OR, por concepto de conexiones en el nivel de tensión 2.
$Eu_{j,2}$	Energía útil del nivel de tensión 2 del OR j Es igual a la energía útil del nivel de tensión 2 del OR j , para los doce meses que finalizan en la Fecha de Corte.
$CD_{j,3-2}$	Cargo unitario del nivel de tensión 3 que se remunera parcialmente en el nivel de tensión 2, para el OR j .

Para calcular los cargos establecidos en las ecuaciones (4.1) y (4.2) por uso del STR y SDL, trasladados al usuario final para un respectivo nivel de tensión y en un determinado mes, es preciso mencionar que estos cargos están sujetos a la conformación de las Áreas de Distribución (ADD) en diferentes regiones del país, las cuales están basadas en estudios previos de extensión de cobertura y reducción de costos del servicio, con el objetivo de establecer un equilibrio tarifario. Las ADD están conformadas por criterios establecidos en el decreto 388 de 2007 del ministerio de minas y energía [16]. Cada operador de red se incorporará al ADD correspondiente en la medida que queden firme sus nuevos cargos de distribución, calculados en [12].

El propósito general de este trabajo es cuantificar el impacto de la implementación de programas de RD en la fórmula tarifaria vigente [14], para los cargos por uso del sistema de distribución de energía eléctrica.

4.2. Cálculo de los cargos máximos para los niveles de tensión 3 y 2 con respuesta en demanda (RD)

Pese a que el cálculo del cargo máximo por nivel de tensión incluye términos de carácter confidencial propios de cada empresa distribuidora, haciendo difícil determinar la variación exacta de los costos para cada empresa distribuidora, si es posible cuantificar el impacto de los programas de RD de forma porcentual sobre este parámetro.

Cada uno de los parámetros que conforma las ecuaciones (4.1) y (4.2), se considera constante con y sin respuesta en demanda, excepto el término de energías útiles, el cual depende de las pérdidas del sistema y que será abordado en la sección 4.5.

En las expresiones generales de los cargos por uso se nota que los parámetros AOM , CAT , $CAANE$ y O permanecen constantes con RD y sin RD y por lo tanto, se definirán como una constante k .

$$AOM_{j,2,k} + CAT_{j,2} + CAANE_{j,2} + O_{j,2} = K \quad (4.3)$$

Para el cálculo de los cargos máximos, cabe resaltar que estos dependen de las energías útiles con respuesta en demanda y sin repuesta en demanda.

$$CD_1 = CDI_{j,2} + \frac{K}{Eu_1} + CD_{j,3-2} \quad (4.4)$$

$$CD_2 = CDI_{j,2} + \frac{K}{Eu_2} + CD_{j,3-2} \quad (4.5)$$

Dónde

CD_1 Representa los cargos máximos sin RD

CD_2 Representa los cargos máximos con RD

Las ecuaciones (4.5) y (4.4) representan los cargos máximos con RD y sin RD. Posteriormente se realiza una diferencia entre los cargos máximos con RD y sin RD. Esta se realiza para obtener la variación entre los cargos máximos, para los niveles de tensión específicos.

$$CD_1 - CD_2 = CDI_{j,2} + \frac{K}{Eu_1} + CD_{j,3-2} - \left(CDI_{j,2} + \frac{K}{Eu_2} + CD_{j,3-2} \right) \quad (4.6)$$

$$CD_1 - CD_2 = \frac{K}{Eu_1} - \frac{K}{Eu_2} \quad (4.7)$$

$$CD_1 - CD_2 = K * \left(\frac{1}{Eu_1} - \frac{1}{Eu_2} \right) \quad (4.8)$$

La ecuación (4.8) representa la diferencia entre los cargos máximos con y sin RD. Un resultado similar podría obtenerse fácilmente para el nivel de tensión 3.

Posteriormente se detallara la forma como se calculan las energías útiles y los resultados obtenidos en este trabajo. Sin embargo, es evidente, que las energías útiles sin incluir el efecto de la RD (E_1) son mayores que las obtenidas con RD (E_2) dado que presentan mayores pérdidas. Esto conlleva a

que el resultado obtenido sea un valor negativo, lo cual implica que, los cargos máximos por uso del sistema de distribución sean mayores con RD que sin RD.

Partiendo de lo obtenido en la ecuación (4.8), es posible afirmar que una reducción de las pérdidas de energía a través de programas de RD, permitiría a los OR aumentar los cargos por uso del sistema de distribución y por lo tanto sus utilidades. De lo anterior se concluye que, desde la regulación actual no se presentan incentivos para que los consumidores hagan parte de programas de RD, aunque, por otro lado, si se estaría incentivando a los OR poder lograr en los consumidores un uso más eficiente de la energía.

Concretamente, el objetivo de este trabajo es cuantificar cual podría ser el efecto de la implementación de programas de RD en los cargos por uso del sistema de distribución y a partir de esto, determinar los beneficios que podría obtener un OR al promover su implementación.

4.3. Energía útil

Como se puede observar, tanto las ecuaciones (4.1) y (4.2), como la (4.8) dependen de la energía útil. La energía útil es aquella energía de que dispone el consumidor o los usuarios finales luego de su última transformación.

Para el cálculo de los cargos máximos de los niveles de tensión 3 y 2 es de particular interés mencionar que estos dependen de las pérdidas de energía del sistema como se mostró en las ecuaciones de los numerales (4.1) y (4.2), las cuales son cuantificadas por medio de las energías útiles, estas son calculadas a partir de la siguiente expresión.

$$Eu_{j,n} = EE_{j,n} * (1 - P_{j,n}) \quad (4.9)$$

Dónde

$Eu_{j,n}$	Energía Útil del nivel de tensión n , del OR j .
$EE_{j,n}$	Energía de entrada al nivel de tensión n , del OR j , durante un año calendario, desconectada la energía de salida al STN.
$P_{j,n}$	Porcentaje de pérdidas reconocido para el nivel de tensión n , del OR j .

La implementación de programas de RD tiene un impacto directo sobre las energías útiles dado que permite la disminución de la corriente que circula por el sistema en horas picos, permitiendo así una reducción en las pérdidas de potencia activa. Cabe resaltar que un aplanamiento de la curva de demanda podría aumentar los cargos para los niveles de tensión 3 y 2 sin necesidad de reducir el consumo diario total.

La expresión general de la energía útil, considera la energía de entrada a un nivel de tensión, producto de los balances y el índice de pérdidas reconocidas del mismo nivel de tensión. El siguiente numeral detalla la forma como se calculan estos parámetros bajo la regulación actual [12].

4.4. Balances por OR y Energía Útiles

La resolución CREG 097 de 2008, establece en el capítulo noveno la metodología para establecer los balances para cada uno de los OR, considerando las pérdidas por nivel de tensión. Para esto es importante conocer los siguientes conceptos.

La energía de entrada es la suma de la energía inyectada a un determinado nivel de tensión del sistema de un OR, proveniente del Sistema de Transmisión Nacional (STN), de generadores, de otros OR y de otros niveles de tensión del mismos OR. La energía de salida es la suma de la energía entregada a los comercializadores, trasladada a otros OR, al STN y la energía entregada a otro Nivel de Tensión del mismo OR [12]. El procedimiento para obtener el balance de energía del sistema del OR será.

- Encontrar el balance del nivel de tensión 4 a partir de la energía de entrada, las pérdidas de este nivel y la energía de salida sin considerar la energía entregada a otros niveles de tensión del mismo OR.
- Cuando la energía de entrada a niveles de tensión inferiores, reportada por el OR no concuerde con la calculada, para efectos de obtener el balance de los niveles de tensión inferiores, se tendrá en cuenta los valores calculados.
- Encontrar el balance del nivel de tensión 3 a partir de la energía de entrada, ajustada con los posibles cambios resultantes del balance del nivel superior, las pérdidas del nivel de tensión 3 y la energía de salida, sin considerar la energía entregada a otros niveles de tensión del mismo OR.
- Encontrar el balance del nivel de tensión 2 a partir de la energía de entrada, ajustada con los posibles cambios resultantes del balance de los niveles superiores, las pérdidas del nivel de tensión 2 y la energía de salida sin considerar la energía entregada al nivel de tensión 1 del mismo OR. En la figura 4.1, la función de la red secundaria es suministrar la energía a los usuarios finales, a partir de un alimentador primario (transformador), este es el encargado de disminuir el nivel de tensión, mientras que la red primaria es aquella que conecta la subestación con la red secundaria. En la figura 4.1 se observa el esquema convencional de un sistema eléctrico de potencia radial.

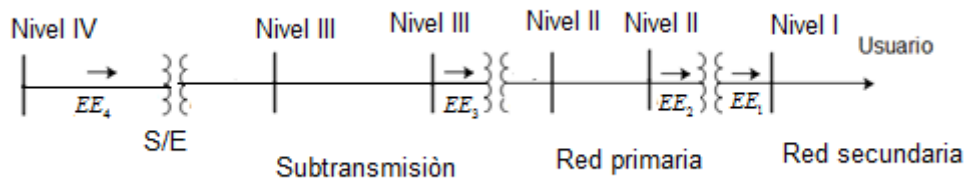


Figura 4.1. Topología de un sistema radial de distribución

Como ejemplo, considere la figura 4.1. Ésta contiene una subestación la cual está conectada entre los niveles de tensión 4 y 3. Esta tiene como función disminuir el nivel de tensión 4 (EE_4) al nivel de tensión 3 (EE_3), es decir, la energía de entrada al nivel de tensión 4 es la misma del devanado primario de la subestación. La energía de salida del secundario del transformador de la subestación y menos las pérdidas por las líneas, corresponden a la energía de entrada al nivel de tensión 3. Ésta fluye a través de la red de subtransmisión hasta llegar a la entrada del transformador conectado entre los niveles de tensión 3 y 2. Allí se produce una disminución en los niveles de tensión, en donde la energía de salida del devanado secundario del transformador, menos las pérdidas en la red primaria, será la energía de entrada al nivel de tensión 2 (EE_2). Finalmente, esta energía entra al devano primario del transformador de distribución en donde la energía de salida del devanado secundario es la energía de entrada al nivel de tensión 1 (EE_1), la cual es la energía útil para todos los usuarios. La energía de entrada en cada nivel de tensión se calcula como la potencia que fluye a la entrada de cada nivel de tensión por el tiempo.

4.5. Pérdidas reconocidas por nivel de tensión

La determinación de pérdidas reconocidas por nivel de tensión resulta de análisis técnicos de los sistemas operados por cada OR. Los índices de pérdidas técnicas para los niveles de tensión 3 y 2 se calculan para cada sistema operado por un OR, esto con la finalidad de reconocer la cantidad de energía perdida por aspectos técnicos de la red respecto a la energía de entrada al nivel de tensión específico, modelando la totalidad de las redes típicas y sus curvas de carga de acuerdo con lo solicitado en [12]. Estos índices de pérdidas son reconocidos con base a las circulares 013 y 015 de 2007 la cual es emitida por la CREG, con la finalidad de recolectar información, para determinar las pérdidas de cada OR. En general, las pérdidas reconocidas establecidas por la CREG varían para cada operador de red y oscilan entre 1.5% y 4% para el nivel de tensión 3 y entre el 2% y el 6% para el nivel de tensión 2 [26].

CAPITULO 5

Resultados y análisis de resultados

Introducción

Una vez recorridos los diferentes capítulos de este documento donde inicialmente se abordan las generalidades de RD, incluyendo medición, experiencias y estudios realizados, se plantean inquietudes con respecto al impacto en la implementación de estos programas en el sistema eléctrico colombiano, por lo que seguidamente se analiza este sistema con sus principales características de generación, demanda y pérdidas de energía. Adicionalmente se revisa de forma detallada el mercado eléctrico colombiano y la fórmula tarifaria general del costo de prestación de servicio de energía eléctrica a usuarios del SIN. Lo anterior establece criterios que permiten evaluar el impacto que tiene la reducción de pérdidas de energía en los cargos por uso del sistema de distribución, a partir de la implementación de RD para un OR del sistema eléctrico colombiano, el cual se presenta como aporte principal de este trabajo.

Con el objetivo de analizar el impacto de RD en el sistema de distribución, se implementaron dos sistemas de pruebas de 7 y 33 nodos. Los datos de estos sistemas pueden ser consultados en el anexo A1.

En este estudio se emplea una herramienta muy útil para la solución del flujo de carga, el cual es el método de barrido iterativo. Éste se implementa en el software de Matlab. Los detalles de este método pueden ser consultados en el anexo 2.

Para reflejar el comportamiento de la curva de carga y las pérdidas se empleó un factor de escala con y sin RD, el cual se emplea para recrear un ambiente de la demanda durante las 24 horas del día, semejante a lo que ocurre normalmente en los sistemas de potencia reales. Los factores de escala pueden ser consultados en el anexo A1.

Para el desarrollo de este estudio se plantean dos escenarios: el primer escenario es cuando no se considera RD y es denominado “caso base”; el segundo escenario es cuando se implementan los programas de RD y es denominado “con RD”, en ambos casos se ha mantenido el consumo total diario.

Sistema de prueba de 7 nodos

La figura 5.1, muestra la curva de carga total del sistema de 7 nodos, con y sin RD, esto es:

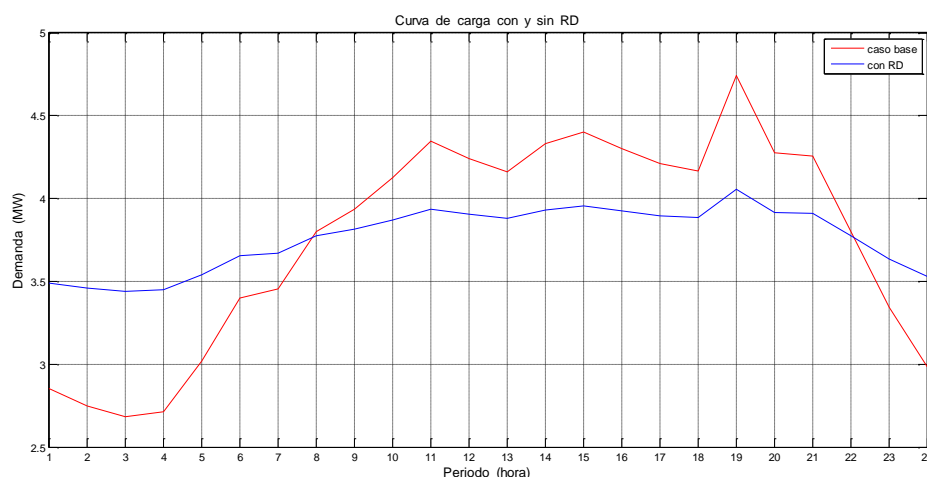


Figura 5.1. Curva carga del sistema de 7 nodos con y sin RD

La implementación de los programas de RD en el sistema de 7 nodos, representaría un aplanamiento de curva de carga, logrando desplazar el consumo de energía de periodos picos a periodos de baja demanda. Para este sistema de estudio, la implementación de programas de RD, podría significar una reducción en la demanda de hasta 0,6 MW en hora pico como se muestra en la figura 5.1.

Con la simulación del ingreso de los programas de RD en los sistemas de prueba, y siguiendo el algoritmo del flujo de carga de barrido iterativo se obtienen las pérdidas de potencia del sistema con y sin RD, como se muestra en la tabla 5.1.

Hora	Pérdidas totales sin RD [MW]	Pérdidas totales con RD [MW]
1	0,096	0,148
2	0,089	0,145
3	0,085	0,143
4	0,087	0,144
5	0,109	0,152
6	0,140	0,163
7	0,145	0,165
8	0,177	0,175
9	0,191	0,179
10	0,211	0,184
11	0,236	0,191
12	0,225	0,188
13	0,215	0,186
14	0,235	0,191
15	0,243	0,193
16	0,231	0,190
17	0,221	0,187
18	0,216	0,186
19	0,286	0,204

20	0,228	0,189
21	0,226	0,189
22	0,177	0,175
23	0,135	0,161
24	0,106	0,151
Total	4,32	4,19

Tabla 5.1. Pérdidas totales del sistema de 7 nodos sin y con RD.

A partir de los resultados obtenidos en la tabla 5.1, se obtiene que las pérdidas totales para las 24 horas del día sin RD son de 4,32 MW, mientras que, con RD éstas tienen un valor de 4,19 MW, obteniendo así, una reducción de las pérdidas de 0,13 MW al día. Asumiendo un comportamiento constante de la demanda en los demás días del año, podría calcularse las pérdidas tanto para un mes como para un año.

Las pérdidas totales en un mes sin RD, corresponderían a 129,6 MW y con RD a 125,7 MW, en este periodo se puede observar una reducción de pérdidas de 3,9 MW. Mientras para un periodo anual las pérdidas totales sin RD tienen un valor de 1576,8 MW y con RD 1529,35 MW, en este se observa una reducción de pérdidas de 47,45 MW.

En la tabla 5.2 se muestran la comparación de las energías útiles con y sin RD, en esta se puede apreciar que el mayor consumo de energía útil se da en la hora 19.

Hora	Energía útil sin RD [kWh]	Energía útil con RD [kWh]
1	2770,75	3418,72
2	2669,74	3387,86
3	2604,16	3367,79
4	2632,03	3376,32
5	2940,39	3470,43
6	3329,52	3588,43
7	33883,14	3604,62
8	3737,36	3711,18
9	3879,97	3753,87
10	4077,47	3812,80
11	4306,07	3880,71
12	4199,25	3849,02
13	4115,08	3823,99
14	4291,07	3876,27
15	4365,66	3898,36
16	4259,14	3866,79
17	4165,78	3839,07
18	4120,85	3825,71
19	4727,65	4005,13
20	4233,28	3859,12
21	4214,41	3853,52

22	3737,87	3711,33
23	3271,95	3571,03
24	2904,69	3459,56
Total	88937,42	88811,74

Tabla 5.2. Energías útiles del sistema de 7 nodos sin y con RD.

Debido a la implementación de los programas de RD, las energías útiles disminuyen en un valor de 125,68 kWh, para un periodo de 24 horas del día. Si se asume un comportamiento constante de la demanda, para los demás días del año, se pueden calcular las energías útiles para periodos mensuales y anuales. Tras la implementación de los programas de RD, la energía útil para un mes puede reducirse hasta un valor de 3770,4 kWh, adicionalmente para un periodo anual las energías útiles presenta una reducción de 45873,2 kWh.

A partir de la ecuación (4.8) del capítulo 4, se puede calcular la diferencia entre los cargos máximos con y sin RD, como se muestra a continuación.

$$CD_1 - CD_2 = K * \left(\frac{1}{88937,42 * 365} - \frac{1}{88811,74 * 365} \right) = -43,69^{-12} * K / kWh$$

Sistema de prueba de 33 nodos

Posteriormente se procedió a implementar el sistema de prueba de 33 nodos, el cual se puede comparar, con un sistema típico de distribución en los niveles de tensión 3 y 2 de un OR. En la fig. 5.2 se muestra la curva demanda total del sistema de 33 nodos con y sin RD, esto es:

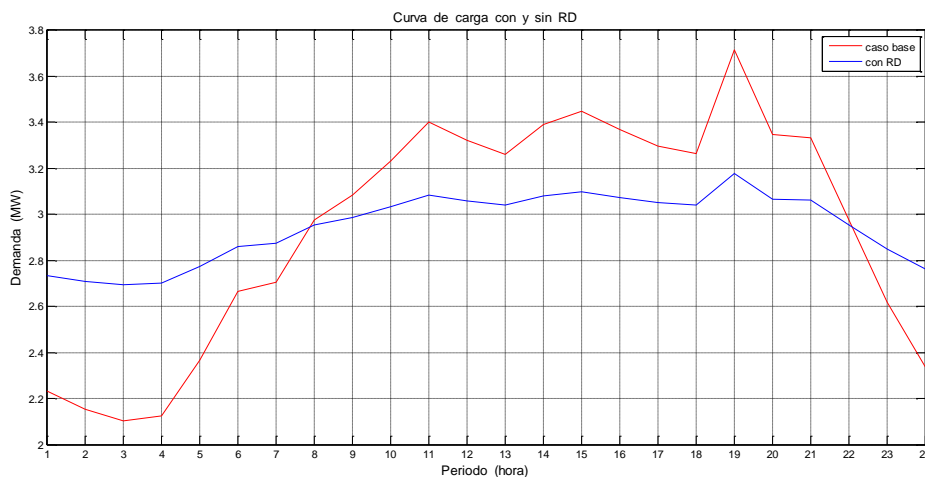


Figura 5.2. Curva de carga del sistema de 33 nodos con y sin RD

La implementación de los programas de RD en el sistema de 33 nodos, representarían un aplanamiento de curva de carga, logrando desplazar el consumo de energía de periodos picos a periodos de baja demanda. Para este sistema de estudio, la implementación de programas de RD, podría significar

una reducción en la demanda de hasta 0,67 MW de la demanda en hora pico como se muestra en la figura 5.2. Las pérdidas de potencia del sistema con y sin RD, se muestran en la tabla 5.3.

Hora	Pérdidas totales sin RD [MW]	Pérdidas totales con RD [MW]
1	0,0715	0,10939
2	0,0663	0,1074
3	0,0631	0,10612
4	0,0645	0,10666
5	0,0806	0,11276
6	0,1037	0,12065
7	0,1071	0,12175
8	0,131	0,12915
9	0,14132	0,13217
10	0,15627	0,13641
11	0,17455	0,14137
12	0,16588	0,13904
13	0,15921	0,13722
14	0,17332	0,14104
15	0,17948	0,14268
16	0,17071	0,14035
17	0,16317	0,13832
18	0,15966	0,13374
19	0,21099	0,1507
20	0,16862	0,13978
21	0,1671	0,13937
22	0,13104	0,12916
23	0,1001	0,11947
24	0,0787	0,11205
Total	3,19	3,09

Tabla 5.3. Pérdidas totales del sistema de 33 nodos sin y con RD.

A partir de los resultados obtenidos en la tabla anterior, se muestra que las pérdidas totales para las 24 horas del día sin RD, tienen un valor de 3,19 MW y con RD de 3,09 MW. Con respecto a estos valores se tiene una reducción de las pérdidas 0,1 MW al día. Partiendo de esto, se obtiene que las pérdidas totales en un mes sin RD correspondan a 95,7 MW y con RD a 92,7 MW. En este periodo se puede observar una reducción de pérdidas de 3 MW mensuales, mientras que, para un periodo anual las pérdidas totales sin RD, tienen un valor de 1164,35 MW y con RD 1127,85 MW, presentando una reducción de pérdidas de 36,5 MW.

En la tabla 5.4 se muestran la comparación de las energías útiles con y sin RD, nuevamente, el mayor consumo de energía útil se da en la hora 19.

Hora	Energía útil sin RD [kWh]	Energía útil con RD [kWh]
1	2166,1	2671,4
2	2087,3	2647,4
3	2036,1	2631,7
4	2057,9	2638,4
5	2298,5	2711,7
6	2601,9	2803,7
7	2643,7	2816,3
8	2919,7	2,899,3
9	3030,8	2932,5
10	3184,5	2978,4
11	3362,5	3031,3
12	3279,3	3006,7
13	3213,8	2987,2
14	3350,8	3027,9
15	3408,8	3045,1
16	3326	3020,5
17	3253,3	2998,9
18	3218,3	2988,5
19	3690,4	3128,2
20	3305,8	3014,5
21	3291,1	3010,2
22	2920,1	2899,4
23	2557	2790,1
24	2270,6	2703,2
Total	69475	69383

Tabla 5.4. Energías útiles del sistema de 33 nodos sin y con RD.

Debido a la implementación de los programas de RD, las energías útiles disminuyen en un valor de 92 kWh, para un periodo de 24 horas del día. Si se asume un comportamiento constante de la demanda, para los demás días del año, se pueden calcular las energías útiles para periodos mensuales y anuales. Tras la implementación de los programas de RD, la energía útil para un mes puede reducirse hasta un valor de 2760 kWh, adicionalmente para un periodo anual las energías útiles presenta una reducción de 33580 kWh.

De acuerdo a lo planteado en la ecuación (4.8) del capítulo 4, es posible calcular la diferencia entre los cargos máximos con y sin RD, si se conoce el valor de K . De forma general los datos necesarios para calcular este valor son confidenciales. Sin embargo, tomando como referencia los costos de operación de las Empresas de Energía de Pereira (EEP) reportados en [25], es posible obtener una primera aproximación para este parámetro. Por lo tanto, si se consideran solo los costos de operación, se obtiene para K un valor de \$148.512.157.708. Es importante mencionar que este valor de K no incluye gastos anuales de administración, mantenimiento, costo anual de terrenos, costo anual equivalente de activos no eléctricos y pago anual por uso del SDL por conceptos de conexiones para ese nivel de tensión, los cuales influyen en

el cálculo de K según la ecuación (4.3). La elección de utilizar la información de las EEP, obedecen al parecido que se presenta entre la demanda de este sistema con respecto al sistema de prueba de 33 nodos empleado en este trabajo.

Por lo tanto, remplazando los valores mencionados anteriormente en la ecuación (4.8), es posible calcular la diferencia de los cargos máximos a partir de la siguiente expresión.

$$CD_1 - CD_2 = 148.512.157.708 * \left(\frac{1}{69475 * 365} - \frac{1}{69383 * 365} \right) = -7,72 \$ / kWh$$

La diferencia de los cargos con y sin RD, para una constante $K = \$148.512.157.708$, equivale a $-7,72 \$/kWh$. Lo anterior muestra un importante aumento en los cargos por uso del sistema de distribución, el cual influye en la fórmula tarifaria general del costo de prestación del servicio de energía eléctrica.

Con el objetivo de cuantificar el impacto económico en la fórmula tarifa general, se analiza el aumento de estos costos para usuarios de un OR, que consumen 1000 y 2000 kWh en un periodo mensual.

Para un usuario que consume 1000 kWh en un mes, con una diferencia de los cargos de $-7,72 \$/kWh$, se obtendría un incremento en los cargos por uso del SDL de 7720 \$/factura, mientras que, para otro usuario que consume 2000 kWh, se obtendría un incremento de 15440 \$/factura, por lo tanto se obtendría un ingreso económico adicional en la factura para el OR.

Analizando la diferencia de cargos para usuarios de la Empresa de Energía de Pereira, se tiene que, los usuarios que presentan un rango de consumo entre 1000 y 2000 kWh/mes, es de 1635 usuarios [25]. A partir de esto se puede obtener un ingreso adicional por concepto de la fórmula tarifaria general del costo de prestación de servicio de energía, entre un rango de 151,46 – 302,93 millones de pesos en un año para este número de usuarios.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajos futuros

- En términos generales la respuesta en demanda representa una nueva estrategia de consumos para todos los usuarios, ya que a través de esta se produce un efecto en el aplanamiento de los periodos picos de demanda.
- Debido a la implementación de los programas de RD, se obtienen cambios en los valores de energías útiles, los cuales afectan el cálculo de los cargos por uso del SDL.
- A partir de las pérdidas obtenidas en los sistemas de prueba de 7 y 33 nodos, se concluye que la implementación de programas de RD influyen directamente en la reducción de pérdidas de energía para un sistema de distribución.
- Se logró cuantificar el impacto de los programas de RD que permiten un desplazamiento de la curva de carga, en los cargos por uso del sistema de distribución de energía eléctrica. A partir de los resultados obtenidos se observa un aumento en estos cargos para los usuarios finales, por lo que se concluye que desde la regulación actual no se presentan incentivos para que los consumidores hagan parte de programas de RD, aunque, por otro lado, si se estaría incentivando a los OR que pudieran lograr en los consumidores un uso más eficiente de la energía.
- Es posible afirmar que una reducción de las pérdidas de energía a través de programas de RD, permitiría a los OR aumentar los cargos por uso del sistema de distribución y por lo tanto sus utilidades.
- Se considera como trabajo futuro analizar el impacto de los programas de respuesta en demanda en otros componentes de la fórmula tarifaria principalmente en los costos de restricciones y servicios asociados con generación.
- Determinar la variación exacta de los cargos máximos por nivel de tensión, conociendo el valor real de cada uno de los parámetros que conforman la ecuación y emplear un sistema de prueba real.

- Investigar la variación en la forma de la curva de carga según el programa de respuesta en demanda que se implemente en la red.
- Investigar como desde la regulación podría incentivarse la implementación de programas de RD, desde el punto de vista de los usuarios regulados

ANEXOS

ANEXO 1

En esta sección se muestran los datos de los sistemas de prueba empleados en el capítulo 5. Adicionalmente se muestran los factores de escala, utilizados en los sistemas de prueba. Los factores de escalas se utilizaron para recrear un ambiente de una curva típica, es decir se tomo la potencia base demandada en cada nodo y se multiplico por factor de escala para construir la curva de demanda para las 24 horas del día. Cabe resaltar que los factores de escalas con RD y sin RD, se escogieron de tal forma que se garantizara el mismo consumo durante las 24 horas del día. A continuación se muestran los factores de escala con y sin RD estos son:

Hora	Factor de escala sin RD	Factor de escala con RD
1	0,6010	0,7355
2	0,5798	0,7292
3	0,5660	0,7251
4	0,5719	0,7268
5	0,6364	0,7462
6	0,7171	0,7704
7	0,7282	0,7737
8	0,8008	0,7955
9	0,8298	0,8042
10	0,8698	0,8162
11	0,9158	0,8300
12	0,8944	0,8236
13	0,8774	0,8185
14	0,9128	0,8292
15	0,9278	0,8336
16	0,9064	0,8272
17	0,8876	0,8215
18	0,8786	0,8188
19	1	0,8552
20	0,9012	0,8256
21	0,8974	0,8245
22	0,8009	0,7955
23	0,7052	0,7668
24	0,6292	0,7439
Total	0,6010	0,7355

Tabla A1.1. Factor de la demanda del sistema de 7 y 33 nodos sin y con RD.

Sistema de prueba de 7 nodos

En la figura A.1 se presenta un diagrama unifilar del primer sistema de prueba, el cual está compuesto por 7 nodos. Las bases utilizadas para este sistema son: $V_{BASE} = 12.47KV$ y $S_{BASE} = 10MVA$. Los datos de este sistema pueden ser consultados en [18].

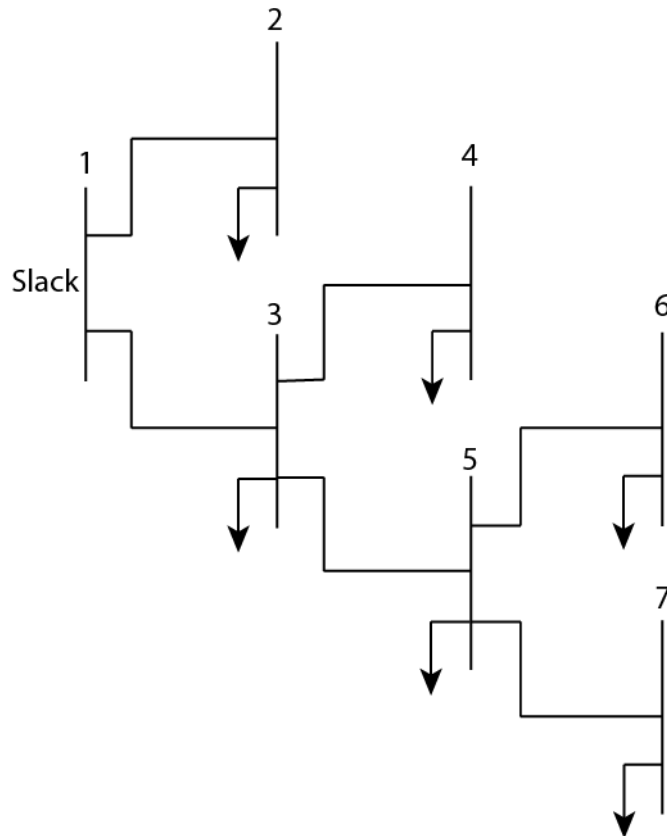


Figura A.1. Diagrama unifilar del sistema de prueba de 7 nodos.

Datos de las líneas

Nodo inicial	Nodo final	R [p.u]	X [p.u]
1	2	0,0265	0,0462
1	3	0,1005	0,0693
3	4	0,067	0,0462
3	5	0,0265	0,0462
5	6	0,1005	0,0693
5	7	0,067	0,0462

Tabla A1.2. Parámetros de las líneas

Demanda en los nodos

Nodo	P [p.u]	Q [p.u]
1	0	0
2	0,1017	0,0635
3	0,0547	0,0342
4	0,0809	0,0596
5	0,1017	0,0635
6	0,0544	0,0342
7	0,0809	0,0596

Tabla A1.3. Parámetros de los nodos.

Sistema de prueba de 33 nodos

Posteriormente se procedió a implementar el segundo sistema de prueba el cual está compuesto por 33 nodos, los datos de este sistema se encuentran en [19]. Las bases utilizadas en este sistema son:

Datos de las líneas

Nodo inicial	Nodo final	R [Ohm]	X [Ohm]
1	2	0,0922	0,0477
2	3	0,493	0,2511
3	4	0,366	0,1864
4	5	0,3811	0,1941
5	6	0,819	0,707
6	7	0,1872	0,6188
7	8	1,7114	1,2351
8	9	1,03	0,74
9	10	1,04	0,74
10	11	0,1966	0,065
11	12	0,3744	0,1238
12	13	1,468	1,155
13	14	0,5416	0,7129
14	15	0,591	0,526
15	16	0,7463	0,545
16	17	1,289	1,721
17	18	0,732	0,574
2	19	0,164	0,1565
19	20	1,5042	1,3554
20	21	0,4095	0,4784
21	22	0,7089	0,9373
3	23	0,4512	0,3083
23	24	0,898	0,7091
24	25	0,896	0,7011

6	26	0,203	0,1034
26	27	0,2842	0,1447
27	28	1,059	0,9337
28	29	0,8042	0,7006
29	30	0,5057	0,2585
30	31	0,9744	0,963
31	32	0,3105	0,3619
32	33	0,341	0,5302

Tabla A1.4. Parámetros de las líneas del sistema.

Demanda en los nodos

Nodo	P[W]	Q [VAr]
1	0	0
2	100000	60000
3	90000	40000
4	120000	80000
5	60000	30000
6	60000	20000
7	200000	100000
8	200000	100000
9	60000	20000
10	60000	20000
11	45000	30000
12	60000	35000
13	60000	35000
14	120000	80000
15	60000	10000
16	60000	20000
17	60000	20000
18	90000	40000
19	90000	40000
20	90000	40000
21	90000	40000
22	90000	40000
23	90000	50000
24	420000	200000
25	420000	200000
26	60000	25000
27	60000	25000
28	60000	20000
29	120000	70000
30	200000	600000
31	150000	70000

32	210000	100000
33	60000	40000

Tabla A1.5. Parámetros de los nodos.

ANEXO 2.

Flujo de carga de barrido iterativo

Es un mecanismo que permite estudiar el comportamiento o estado operativo de una red eléctrica en un momento determinado. También permite encontrar la magnitud y ángulo de las tensiones en cada barra, las corrientes por los ramales, pérdidas en los conductores y en todo el sistema de distribución.

Existen diversos métodos de flujo de carga empleados en sistema de distribución de los cuales sobresalen los siguientes [20].

- Método de barrido iterativo
- Método de la cadena
- Newton Raphson
- Gauss Seidel

El método empleado para este trabajo es el de barrido iterativo, el cual consta de dos etapas consecutivas. La primera consiste en aplicar la primera ley de Kirchhoff en cada nodo comenzando desde los nodos terminales hasta llegar a la sub estación (barrido hacia arriba), para esto es necesario suponer un perfil de tensión inicial. La segunda, consiste en aplicar la segunda ley de Kirchhoff para obtener las caídas de tensiones en cada línea comenzando desde la sub estación hasta los nodos terminales (barrido hacia bajo). Para ello se utilizan los datos de corriente encontrado en la primera etapa. Este proceso permite obtener los nuevos valores de las tensiones nodales. La realización de las dos etapas anteriores constituye una iteración en el proceso global. El proceso se detiene cuando la diferencia de las pérdidas activas entre dos iteraciones sucesivas es menor que un error establecido [21]. Antes de la realizar las dos etapas mencionadas anteriormente es necesario hacer un ordenamiento nodal el cual se explica a continuación.

Ordenamiento nodal

Es el procedimiento mediante el cual se inicia una combinación de variables de entrada y salida para procesar los elementos repetidos del sistema. Por medio de este proceso se obtiene una mejor solución en el sistema, generando un menor número de elementos, es decir haciendo cero los números repetidos. A partir de este proceso se obtienen una reenumeración de los elementos del sistema.

El motivo principal de implementar el ordenamiento, es el de darle un camino lógico al algoritmo que se implementará para resolver el flujo de potencia. Para realizar el ordenamiento de los nodos del sistema se realiza a partir de la

subestación (nodo slack) y se continúa hasta llegar al final de circuito o el último nodo de los ramales existentes en el sistema.

El ordenamiento nodal se efectúa considerando ramales comunes a un nodo. Se inicializa la enumeración a partir de un último nodo de un ramal cualquiera continuando hasta encontrar un nodo común a otro ramal, posteriormente se regresa hasta el último nodo de dicho ramal, continuando de esta forma la remuneración. La razón por la cual se implementa este algoritmo es con la finalidad de reducir los esfuerzos computacionales en el flujo de carga.

Barrido hacia arriba

Para iniciar este proceso se recomienda que las ramas del sistema se encuentren organizadas de manera tal que, al encontrar la corriente demanda en el nodo ya se conozcan las corrientes de las ramas. Se recomienda por lo general que la tensión sea $1\angle 0^\circ$ en p.u y que las líneas se modelen a través de un equivalente serie. Teniendo en cuenta lo anterior la corriente demanda en los nodos y el flujo de corriente se determinan en las expresiones (A2.1) y a (A2.2).

$$Id_k = \left(\frac{P + Qj}{1\angle 0^\circ} \right)^* \quad (A2.1)$$

Dónde

Id_k Corriente demanda en el nodo de recibo de la línea k .

$P + Qj$ Potencias nodales demandadas en el nodo de recibo k .

$$I_k = Id_k + \sum_{j \in \Omega_k} I_{jk} \quad (A2.2)$$

Dónde

I_k Corriente por la línea k .

I_{jk} Corriente de la línea j que está conectada al nodo de recibo de la línea k .

Ω_k Conjunto de líneas conectadas al nodo de recibo k .

Barrido hacia abajo

En este proceso primero se desarrolla el ordenamiento nodal, luego con base a las potencias demandas en los nodos y asumiendo voltajes nodales $1\angle 0^\circ$, se calculan las corrientes demanda en los nodos de acuerdo a la ecuación (A.2.1.) posteriormente se calculan los flujos de corrientes por las líneas, el cual se realiza con base a la ecuación (A.2.2.) y por último, partiendo del nodo slack con una tensión de $1\angle 0^\circ$ y ayudado de lo anterior se calculan los nuevos voltajes a partir de la expresión (A2.3).

$$V_{krecibo} = V_{kenvio} - I_k (R_k + jX_k) \quad (A2.3)$$

Dónde

$V_{krecibo}$ Tensión en el nodo de recibo en la línea k .

V_{kenvio} Tensión en el nodo de envió en la línea k .

R_k Resistencia de la línea k .

X_k Reactancia de la línea k .

Posteriormente se calculan las pérdidas de energía por los conductores a partir de la expresión (A2.4).

$$P_{PERDIDA} = I_{jk}^2 * R_k \quad (A2.4)$$

Después de haber calculado las pérdidas se calcula el criterio de convergencia, el cual consiste en la diferencia de las perdidas en un valor absoluto de la iteración anterior y la actual, si es menor a la tolerancia especificada, parar, e ir al paso 10. A partir de la expresión (A2.5) se calcula el criterio de convergencia.

$$Si |P_{PERDIDA-ANTERIOR} - P_{PERDIDA-ACTUAL}| \leq Tolerancia \rightarrow Parar \quad (A2.5)$$

En la figura A2. Se puede apreciar el diagrama de flujo que representa el algoritmo utilizado para el flujo de carga de barrido iterativo, en donde se pueden apreciar detalladamente los pasos que se necesitan para el método empleado en este proyecto.

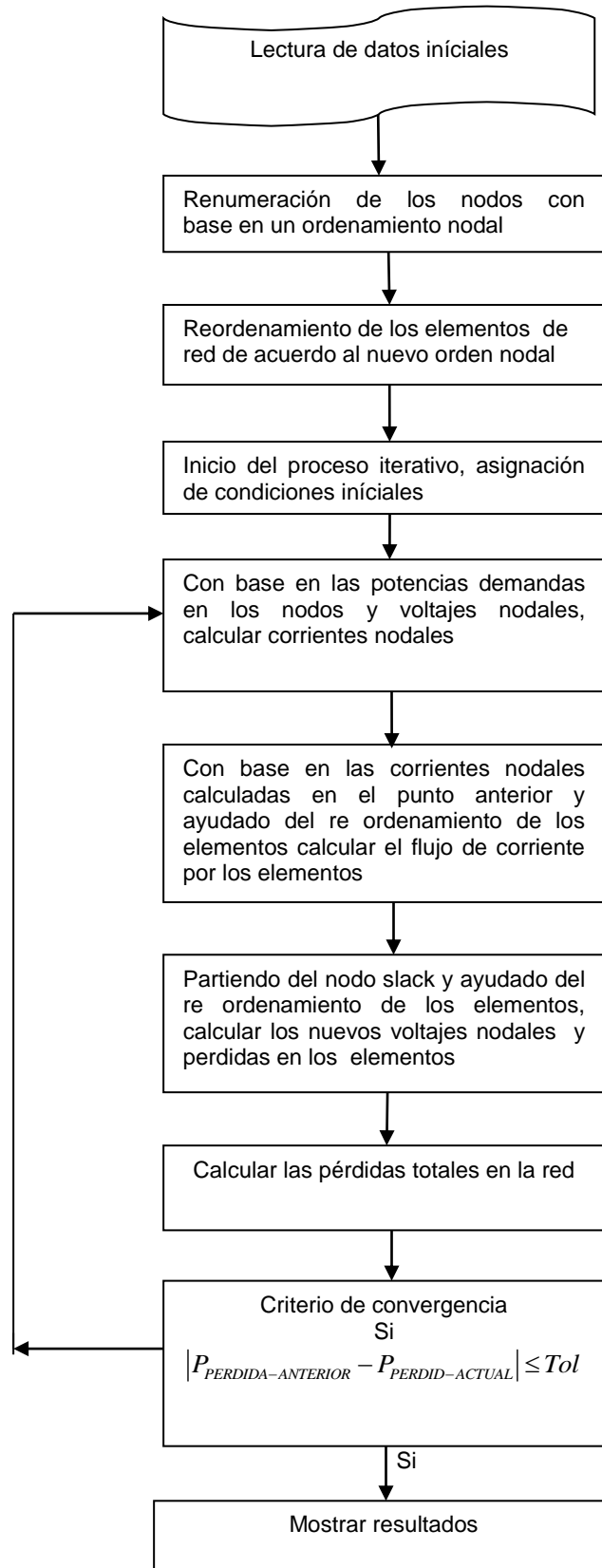


Figura A.2. Algoritmo del método de barrido iterativo

Ejemplo. Barrido Iterativo

Para mostrar la metodología planteada anteriormente se presenta un sistema radial de 4 nodos con las siguientes características.

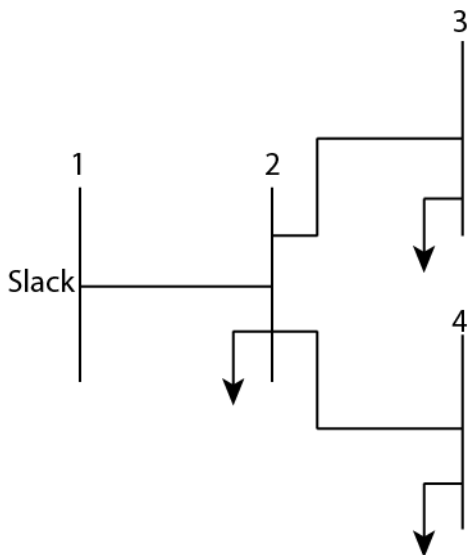


Figura A2.1. Ejemplo de una red radial de 4 nodos

Datos de las líneas

Nodo inicial	Nodo final	R[p.u]	X [p.u]
1	2	0,0708	0,045
2	3	0,015	0,00125
2	4	0,009	0,002

Tabla A2.1. Parámetros de las líneas del sistema aplicación

Demanda en los nodos

Nodo	P[p.u]	Q [p.u]
1	0	0
2	0,208	0,088
3	0,26	0,11
4	0,39	0,132

Tabla A2.2. Parámetros de los nodos del sistema de aplicación

En este ejemplo de aplicación el nodo 1 se considera como nodo slack por consiguiente se tiene una tensión de $1\angle 0^\circ$ en p.u. inicialmente para la primera iteración se considera todas las tensiones nodales como $1\angle 0^\circ$, con respecto a estas tensiones y las potencias demandadas en los nodos se obtienen los resultados de la tabla A2.3, luego se encuentran los flujos de corrientes por las líneas los cuales se muestran en la tabla A2.4, después de haber encontrado los flujos de corriente se encuentran las nuevas tensiones, para iniciar la segunda iteración.

De (A2.1) se obtienen las corrientes nodales demanda las cuales son:

Nodo	$I_d [p.u]$
1	0
2	$0,2250 - j 0,0996$
3	$0,2829 - j 0,1245$
4	$0,4245 - j 0,1513$

Tabla A2.3. Corriente demanda en los nodos.

De (A2.2) se obtienen los flujos de corriente por las líneas las cuales son:

Corrientes por las líneas	$I_k [p.u]$
1-2	$0,9324 - j 0,3754$
2-3	$0,2829 - j 0,1245$
2-4	$0,4245 - j 0,1513$

Tabla A2.4. Flujo de corriente por las líneas.

De (A2.3) se obtienen las nuevas tensiones las cuales son:

Nodo	$V_{recibo} [p.u]$
1	1
2	$0,9170 - j 0,015$
3	$0,9126 - j 0,0138$
4	$0,9129 - j 0,0148$

Tabla A2.5. Tensiones actualizadas.

De (A2.4) se obtienen las pérdidas por los conductores las cuales son:

Pérdidas por los conductores	$P_{PERDIDA} [p.u]$
1-2	0,0704
2-3	0,0014
2-4	0,0018
Total	0,0736

Tabla A2.6. Pérdidas por los conductores.

De (A2.5) se obtienen el criterio de convergencia:

$$|0,0625 - 0,0736| = 0,0111$$

ANEXO 3.

Áreas de Distribución (ADD)

Se definen como el conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución Local destinado a la prestación de servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más OR y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos.

Actualmente, las ADD en el sistema eléctrico colombiano se clasifican de acuerdo a las siguientes zonas geográficas.

- **ADD ORIENTE.** (Resolución 182306 del ministerio de minas y energía) – Codensa S.A E.S.P. - Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P. – Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. – Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. – Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.
- **ADD OCCIDENTE.** (Resolución 181347 del ministerio de minas y energía) – Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. ESP – Empresa de Energía del Pacífico S.A. ESP – Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. ESP – Empresas Municipales de Cartago S.A. ESP – Empresas Municipales de Cali EICE – Centrales Eléctricas del Cauca S.A. ESP – Centrales Eléctricas de Nariño S.A. ESP.
- **ADD SUR.** (Resolución 180696 del ministerio de minas y energía) – Empresa de Energía del Valle del Sinbunday S.A. E.S.P. – Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P. - Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. - Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A E.S.P. - Electrificadora del Meta S.A. E.S.P. - Electrificadora del Meta S.A. E.S.P. - Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P. - Empresa de Energía Eléctrica del Guaviare S.A. E.S.P.
- **ADD CENTRO.** (Resolución 180574 del ministerio de minas y energía) - Electrificadora de Santander S.A E.S.P. - Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A E.S.P - Empresa públicas de Medellín S.A E.S.P. - Empresa de energía del Quindío S.A E.S.P - Empresa de energía de Pereira S.A. E.S.P - Central Hidroeléctrica de Caldas S.A E.S.P - Ruitoque S.A E.S.P.

BIBLIOGRAFIA

- [1] H. Saele, and S. Ove, "Demand response from household customers: Experiences from a pilot study in Norway," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, Mar 2011.
- [2] "Consideraciones sobre el ahorro y la eficiencia energética. Intensidad energética y gestión de la demanda," Comisión Nacional de Energía. Disponible en: http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/PA006_03cap9.pdf.
- [3] L. H. Martínez, C. D. Salazar. "Impacto de la respuesta en demanda en el flujo de potencia óptimo AC," Tesis de Pregrado, Universidad Tecnológica de Pereira, 2012.
- [4] C. D. Grajales, L. F. Figueroa. "Programas de respuesta en demanda y su posible impacto en el sistema eléctrico colombiano" Tesis de Pregrado, Universidad Tecnológica de Pereira, 2012.
- [5] K. P. Schneider; J.C. Fuller; D. Chassin; "Analysis of distribution level residential demand response," *Power Systems Conference and Exposition*, 2011, pág. 1-6.
- [6] M. H. Albadi, E.F. EL-Saadany, "A summary of demand response in electricity markets", *Canada Electric Power Systems Research*, Vol. 78, Nov. 2008, pág. 1989-1996.
- [7] L. F. Guzmán "Diseño e implementación de una técnica para la construcción de las curvas de demanda máxima diversificada para empresas del sector eléctrico colombiano," Tesis de pregrado, Universidad Tecnológica de Pereira.
- [8] Sector energía eléctrica.
Disponible en: www.minminas.gov.co/minminas/downloads/.../05-ENERGIA.pdf
- [9] J. E. Salazar "Simulación del cargo por confiabilidad y de la expansión del mercado de generación en Colombia. Tesis de máster, Universidad Pontificia de Madrid 8 de octubre de 2008.

- [10] “Consultoría para la determinación de las pérdidas de energía en los mercados de comercialización presentes en el SIN y definición de criterios para la evolución de planes de reducción y/o mantenimiento de pérdidas de energía,” Ingeniería Especializada. 2009, Tomos 3 y 7. Disponible en:
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/0/.../CIRCULAR024-2008%20T-7.pd>.
- [11] C. Alvares “Análisis del marco regulatorio aplicable a las perdida de energía en Colombia” Disponible en:
www.asocodis.org.co/.../Informe%20Final,%20Estudio%20P%C3%A9rdidas,%20Carmenza%20Chah%C3%ADn.pdf
- [12] “Resolución CREG 097 de 2008”, Comisión de Regulación de Energía y Gas. 26 Sep. 2008. Disponible en:
<http://www.apolo.creg.gov.co>.
- [13] A. Garcés. “Sistema de generación de energía,” Universidad tecnológica de Pereira.
- [14] Resolución CREG 119 de 2007. Comisión de Regulación de Energía y Gas. 21 Dic. 2007. Disponible en:
<http://www.apolo.creg.gov.co/.../1aed427ff782911965256751001e9e55/>
- [15] Definición de la fórmula tarifaria de energía eléctrica, para el próximo periodo tarifario”, Documento CREG – 043 Jun. 2007, Disponible en:
[http://www.apolo.creg.gov.co/.../D043%20FÒRMULA%20TARIFRIA.p
df](http://www.apolo.creg.gov.co/.../D043%20FÒRMULA%20TARIFRIA.pdf)
- [16] Decreto 388 13 de Febrero 2007. Disponible en:
<http://basedoc.superservicios.gov.co/arklegal/SSPD/viewdoc?channel=/Decreto%20Nacional/2007&documentName=d0388007.html>
- [17] Descripción del Sistema Eléctrico Colombiano. Disponible en:
<http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>
- [18] H. R. Escobar, J. R. Pérez. “Aplicación de un flujo de carga directo a redes de distribución en gran tamaño,” Universidad simón bolívar Noviembre de 2010.
- [19] C. A. Saldarriaga, G. Gálvez. “Trabajo final – Planeamiento de la distribución,” Maestría en Ingeniería Eléctrica- Planeamiento de Sistemas Eléctricos.
- [20] R. A. Hincapié, R. A. Gallego. “Planeamiento de sistemas de distribución de energía eléctrica,” Convenio CHEC-Universidad

tecnológica de Pereira, 2011.

- [21] A. Garcés, M. Granada, R. A. Gallego “Flujo de carga trifásico para sistemas radiales de distribución,” *Scientia et Technica* Año X, N° 24, Mayo 2004. UTP. ISSN 0122-1701.
- [22] A. B. Arani, R. Yousefian, P. Khajavi, and Han. Monsef, “Load curve haracteristics improvement by means of optimal utilization of demand response programs,” *10th International Conf. on Environment and Electrical Engineering*, May. 2011, pág.1-5.
- [23] “Análisis y revisión de los objetivos de política energética colombiana de largo plazo y actualización de estrategias de desarrollo”, PEN 2010-2030 informe final. Unión temporal Universidad Nacional y Fundación Bariloche Política energética. Dic. 2009-Jul.2010.
- [24] A. F. Villa, J. M. Holguín, “Aplicación de proyección de demanda y estudio de la cargabilidad en el sistema eléctrico de potencia de la ciudad de Pereira”, Universidad Tecnológica de Pereira 2008.
- [25] “Informe de gestión Empresa de Energía de Pereira”, Súper intendencia delegada para energía y gas dirección técnica de gestión de energía. Bogotá D.C., Diciembre de 2012.
- [26] “Resoluciones CREG 100-173 de 2009,” Disponible en: www.creg.gov.co/